



RESOLUTION DU PROBLEME DE LA MOBILISATION DE LA RESERVE TERTIAIRE AVEC PRISE EN COMPTE DU RESEAU DE TRANSPORT A ELECTRICITE DE FRANCE : CONCEPTION ET REALISATION D'UN OUTIL D'AIDE A L'OPERATEUR

Jean-Marc Bouche

► To cite this version:

Jean-Marc Bouche. RESOLUTION DU PROBLEME DE LA MOBILISATION DE LA RESERVE TERTIAIRE AVEC PRISE EN COMPTE DU RESEAU DE TRANSPORT A ELECTRICITE DE FRANCE : CONCEPTION ET REALISATION D'UN OUTIL D'AIDE A L'OPERATEUR. Sciences de l'ingénieur [physics]. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 1997. Français. NNT : . tel-00881677

HAL Id: tel-00881677

<https://theses.hal.science/tel-00881677>

Submitted on 8 Nov 2013

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

THESE

présentée par

Jean-Marc BOUCHE

Ingénieur E.N.S.I.E.G.

pour obtenir le grade de DOCTEUR

de l'INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE

(Arrêté ministériel du 30 Mars 1992)

Spécialité Génie Electrique

=====

**RESOLUTION DU PROBLEME DE LA MOBILISATION DE LA RESERVE
TERTIAIRE AVEC PRISE EN COMPTE DU RESEAU DE TRANSPORT
A ELECTRICITE DE FRANCE :
CONCEPTION ET REALISATION D'UN OUTIL D'AIDE A L'OPERATEUR**

=====

Thèse soutenue le 18 Novembre 1997

Composition du Jury :

Messieurs	Philippe AURIOL	Président et rapporteur
	Jean-Marie KAUFFMANN	Rapporteur
	Thierry EVE	
	Nourredine HADJSAID	
	Jaime FANDINO	
	Jean BIGEON	Directeur de thèse
	Pierre BOURGIN	Invité

Thèse préparée au sein du Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble

A mes parents
A Véronique

REMERCIEMENTS

Le plus grand des naufrages, c'est celui de quelqu'un qui n'a même pas quitté le port.

A. Klink

Ne tirez pas sur l'ambulance.

Inconnu

Je tiens tout d'abord à remercier Monsieur Philippe AURIOL, professeur à l'Ecole Centrale de Lyon, d'avoir bien voulu assurer la présidence de mon jury de thèse en plus de sa tâche de rapporteur.

Monsieur Jean-Marie KAUFFMANN, professeur à l'Institut de Génie Energétique de Belfort, mérite également mes remerciements pour avoir accepté d'être rapporteur de mon travail.

Monsieur Nourredine HADJSAID, maître de conférences à l'INPG, a accepté de participer à mon jury et je lui en suis sincèrement reconnaissant. Qu'il sache que j'ai particulièrement apprécié l'ami mais aussi le conseiller technique, spécialiste ès réseaux !

Monsieur Thierry EVE, ingénieur de recherche à la Direction des Etudes et Recherches d'EDF, est sans aucun doute la personne qui a le plus contribué à cette thèse tant techniquement qu'humainement. Les nombreux échanges que nous avons eus ont permis de mobiliser tous les instruments de télécommunication qu'ils soient classiques ou modernes : voie postale, téléphone, télécopie, courrier électronique sans oublier les réunions de vive voix. Je le remercie donc pour son dévouement constant tout au long de cette thèse et également pour son accueil et sa gentillesse au cours de mes trois mois passés à la DER.

Je ne puis évoquer Thierry EVE sans penser à Monsieur Philippe VINTACHE, également ingénieur à EDF, qui a contribué au lancement de ma thèse. L'année que nous avons passée en commun fut sans doute la plus enrichissante en travaux pratiques informatiques. Qu'il garde toute ma sympathie.

Monsieur Pierre BOURGIN, responsable du groupe Conduite et Réglages des Réseaux (du département Fonctionnement et Conduite des Réseaux du service Etudes des Réseaux), a pris le relais de Monsieur Patrick PRUVOT pour le financement de ma thèse. Sans eux, je n'aurais pas eu droit à cette expérience valorisante. Aussi, je les en remercie profondément ainsi que de m'avoir accueilli au sein de leur groupe.

J'aurais pu écrire que, lors de ma soutenance orale, l'absence, bienvenue, de Monsieur Jaime FANDINO, maître de conférences à l'INPG, fût la seule contribution à la hauteur de tout le déroulement de ces trois années. Je préfère lui offrir les deux citations de ces pages de remerciements.

Monsieur Jean BIGEON, directeur de recherche au CNRS, prend une place particulière au sein de cette page. Sa confiance qu'il m'accorde depuis le début de mes études d'ingénieur en 1990 ne s'est jamais démentie même si je ne lui ai pas toujours rendu la vie facile ! Ses qualités

humaines et scientifiques ne peuvent être que saluées et son dévouement, sans borne, à l'égard de son prochain souligné. Qu'il sache que je garderai un souvenir impérissable et ô combien joyeux du groupe Intelligence Artificielle qu'il a su transformer en équipe Conception et Diagnostic Intégrés. Parmi toutes les connaissances qu'il m'a transmises ou qu'il a su induire, je regrette (et c'est bien le seul regret que j'ai vis-à-vis de lui) qu'il ne m'ait pas communiqué sa virtuosité du rock ! Jean, encore merci pour tout.

La partie qui suit est, sans conteste, la partie la plus délicate d'une page de remerciements puisqu'elle implique un ordre de présentation. Que les personnes qui sont en fin de liste se rassurent, il s'agit uniquement d'un problème d'ordonnancement et non une échelle de valeur !

1992-1997 : Cinq années passées au LEG au cours desquelles j'ai assisté à la naissance de l'équipe Conception et Diagnostic Intégrés sous l'impulsion de Jean BIGEON. Du groupe Intelligence Artificielle, j'ai vu éclore une dynamique de recherche dans laquelle j'ai grandi professionnellement et humainement ; une seconde famille en quelque sorte dont le soutien moral fut incommensurable au cours de ces trois derniers ans...

Sans vouloir le froisser, débiter mes remerciements par Alain BOLOPION n'est pas chose facile. Par quoi commencer ? Saluer son talent incommensurable de grand maître en C++ ? Certes, cela permettrait de souligner combien il a pu m'aider et prendre une part importante du succès informatique de ma thèse. Mais, ce serait oublier qu'il est également un grand gourou spécialisé en Fortran. Sa connaissance encyclopédique m'a permis d'installer une version primaire de ce !#?\$\$@& de logiciel d'Analyse de SECurité (dont je tairai le nom) sur lequel repose une partie de mon travail. Je pourrais peut-être mettre en avant ses talents de correcteur infatigable de rapports de DEA ou de thèse. Il faudrait alors que je parle de ses incidences positives sur les soutenances orales que j'ai pu faire. Et si je le remerciais tout simplement pour ses qualités humaines, sa chaleur, sa bonne humeur, pour tous les bons moments qu'on a pu passer ensemble ou à travers la mince cloison séparant nos bureaux voisins ? Non, décidément, il ne fait pas bon débiter mes remerciements par un tel personnage !

Florence FRANCOIS, plus connue sous les noms de "Fuzzy Flo", "Floflo", ou "Gaga 2", possède un défaut : celui d'avoir un peu trop de qualités pour pouvoir toutes les énumérer ici. Entre autres, sa gentillesse et son désir de rendre service à tout le monde sont proportionnels à ses compétences informatiques. Je n'oublierai pas les séances de travail acharnées que nous avons menées avec "Gaga 1" sur des thématiques à tendance réflexogène au niveau de l'apophyse et de l'arcade zygomatiques ni les échanges fructueux de courriers électroniques que

nous menâmes afin de contribuer à l'avancement efficace d'une nouvelle démarche décisionnelle, fondée sur l'analyse contextuelle du rapport signifiant / signifié, dont le cadre purement informel dépasse, de loin, ce rapport (surtout par temps d'orage, non je dis : "SURtOUT PAR temps d'ORAge !!!").

Laurent GERBAUD représente, à mes yeux, un modèle à suivre et je lui voue une profonde admiration. Je regretterai les nombreuses discussions matinales que nous avons eues quand la salle micro était encore vide : des considérations techniques aux ballades en montagne en passant par les bruits de couloir. Il a contribué à ma découverte du monde de la recherche et a su m'insuffler le goût pour la montagne. Sa participation à ma thèse est loin d'être négligeable : rapport et soutenance orale portent sa griffe sans compter les réflexions scientifiques qu'il a engendrées. Quant à sa fameuse mousse au chocolat, il s'agit d'un régal culinaire.

Et, puis, dans cette équipe CDI, il y a les petits nouveaux dont certains commencent à devenir anciens... Stéphane BERGEON, l'homme qui mange moins vite que son ombre, et Christophe LECHEVALIER, l'homme qui parle plus vite que son ombre, représentent deux bonnes raisons d'aller faire un tour en salle PC. Joie et bonne humeur sont indissociables de ces énergumènes. Depuis un an, ce duo s'est transformé en trio avec la lumineuse et féminine arrivée de Coralie COUTEL. Critique hors pair côté cinéma, elle se révèle également fin cordon bleu et organisatrice de pot de thèse de talent.

Enfin, je salue également Christophe SAUVEY à qui je lègue la possession de mon bureau ainsi que la gestion des fournitures matérielles de l'équipe CDI. Amen.

Je ne puis oublier ceux qui sont partis de cette équipe pour évoluer sous d'autres horizons. Il en va ainsi de Régis DARNAULT dont les bons coups sont aussi célèbres que ses facéties PCistes, Eric ESCANDE dont j'ai pu mettre en oeuvre certains de ses conseils pour la rédaction de ce rapport, et Sigurd AHRENS qui a su allier la bière allemande et le bon vin français.

Depuis nos débuts en école d'ingénieurs en 1990, nous avons suivi le même parcours allant jusqu'à faire notre DEA, ensemble, au sein du groupe IA. Et, c'est sans problème que nous avons étroitement mêlé nos vies, professionnelles et privées, sur la base d'une amitié vraie, profonde et réciproque. Aussi, pour moi, *Gros Nounours* ne va pas sans *P'tit Père* et vice-versa. Pascal PETIN m'a montré comment mettre en *Parallèle* travail rigoureux et humour dévastateur. J'espère qu'il ne m'en veut pas trop de sa situation chez DS. Quant à Frédéric WURTZ, il m'a appris qu'une journée de travail pouvait se décomposer en deux demi-journées, de 12 heures chacune... Heureusement, les week-ends sont là pour

décompresser. Que ces deux copains sachent qu'ils peuvent compter sur moi en toutes circonstances.

De même, Bruno COGITORE et sa *copine* Edith CLAVEL ont su se rendre indispensables à mes yeux. Je vous passerai les détails de leur rencontre mais sachez que leur belle histoire ressemble à une romance d'aujourd'hui... Je leur souhaite tout simplement de ne pas battre notre record d'éloignement en terme de longévité.

Marie-Thérèse LOUBINOUX, connue comme le loup blanc sous le pseudonyme de Soeur Marie-Thérèse des Loubinoux, se voit, à l'instar de Floflo, affublée du charmant acronyme de "GaGa 1" pour Gentille Administratrice (bis) numéro 1. Ce véritable soleil de la salle PC possède l'immense avantage d'être d'une bonne humeur perpétuelle. Il est difficile de résumer tous les bons moments passés ensemble en salle PC. Ils sont proportionnels à sa place dans mes souvenirs que j'emporterai du LEG et à l'amitié que je lui porte. J'aurais bien raconté une dernière fois l'histoire des trois... mais je sens venir un "*Sale Gosse !*".

Et puis, il y a toutes les thésards qui étaient là avant ma thèse (alias les vieux (qu'ils me pardonnent)), ceux qui étaient là pendant et ceux qui le seront après (les p'tits jeunes).

Dans la catégorie "*vieux, mention très*", il en va ainsi de Stéphane CATELLANI (dis Stéph', c'est quand tu l'sors ton CD ?), Demba DIALLO (le grand gourou africain dont le rire égale sa gentillesse), Christophe ANDRIEUX (mon contact chez Schneider) François BLACHE, Jean-Luc SCHANEN, Patrick EUSTACHE (le Franc-Comtois de Quingey) et Gilles ROSTAING (celui avec qui je n'irai pas faire une rando). Je mets également dans cette catégorie ceux qui n'ont pas attendu la fin de mon Service National pour entamer leur thèse : Sébastien ADENOT (Tu l'as vu Nixon ?), Samuel NUGHES (mon ex-collègue de bureau), Catherine PELISSOU (miss TGV) et François-Xavier ZGAINSKI (alias FiX).

Dans la catégorie "*même génération*", j'ai partagé de bons moments avec Joël CONRAD, Bertrand CHAUCHAT, Alain GROUD, Nicolas RETIERE, Gwenaelle LE COAT, Stéphanie RICHARD, Damien CHASSOULIER, Fabrice LEDORZE, Hassan BENQASSMI... et j'en oublie.

Quant aux "*p'tits jeunes*", je citerai, entre autres, Séverine GUFFON, Nadège PIETTE, Bertrand RAISON et Raphaël PEUGET.

Un labo n'est pas constitué que de thésards (bien que sans...) et, après ces quelques années passées ici, j'ai une pensée (et même plusieurs !) pour Bruno MALLET, Jacqueline DELAYE, Daniel OGIER, ClaudeBRUN, Jacques DAVOINE, Daniel TOMASIK, Eric GENTIL, Josiane VERNA, Patrick GUILLOT sans oublier Roland PACAUT, Daniel ROYE, René FEUILLET, James ROUDET et Jean-Pierre KERADEC. Leur compagnie fut des plus agréables.

Ma courte apparition d'un trimestre à la DER, dans le groupe CRR, m'a permis d'apprécier Judith SELLIER. Son accueil et les quelques discussions que nous avons eues par la suite ont toujours été très plaisants.

De même, je remercie vivement Monsieur Michel GONDRAN également ingénieur à la Direction des Etudes et Recherches. Notre entretien a *naturellement* complété l'aspect mathématique de ma thèse.

En cette fin de thèse, je ne peux m'empêcher de penser à mes parents. Il est difficile de décrire rapidement tout ce qu'ils ont fait et sacrifié pour que je puisse réussir sereinement mes études. Cette thèse est un peu la leur. Aussi, dirai-je simplement : " Maman, Papa, je vous aime !".

Je n'oublie pas mon petit frerot qui a copié, en le surpassant, mon parcours scolaire jusqu'au diplôme d'ingénieur. Qu'il sache que je lui en veux toujours de m'avoir cassé ma locomotive électrique à la fin des années 70... à moins qu'il arrive à créer une filiale Optran Technologies en Rhône-Alpes !

Pour les besoins de la narration et l'enchaînement des textes, je ne cite Véro qu'ici mais qu'elle se rassure : elle est partout où je suis. Dire que nous avons usé nos baskets sur les mêmes terrains de sport est un doux euphémisme... Elle a su me captiver au lycée puis m'encourager et me supporter tout au long de mes études supérieures. Preuve de son abnégation, elle a même osé jouer le rôle (fort réussi) de correcteur grammatical et orthographique pour l'ensemble de ce rapport et écouté d'une oreille attentive les répétitions de ma soutenance orale. Tout simplement : *Idem*.

Sans eux, je ne serai qu'une moitié. Aussi, je tiens à saluer sincèrement deux jeunes et joyeux retraités de l'EN : Monsieur le Maire de Chanas et jolie-maman. Non seulement ils ont accepté de me donner la main de leur fille unique, mais, en plus, ils m'ont confié ce qui allait avec la main ! Il faut dire qu'à l'époque, je cachais bien mon jeu...

Je terminerai enfin en remerciant ma Marraine et Jacques qui ont fait le chemin pour assister à mon oral et tous ceux qui auraient bien voulu être là ce 18 Novembre mais qui n'ont pas pu se déplacer. J'espère que, à cette occasion, j'ai parlé assez fort pour que mes grand-parents puissent m'entendre depuis là-haut.

SOMMAIRE

Qui a peur de poser des questions a honte d'apprendre.

Proverbe danois

GLOSSAIRE	11
1. ABREVIATIONS	11
2. SIGLES ET ACRONYMES	11
3. DEFINITIONS	12
INTRODUCTION GENERALE	15
CHAPITRE I : PRESENTATION GENERALE DU PROBLEME DE LA MOBILISATION DE LA RESERVE TERTIAIRE	19
1. INTRODUCTION	19
2. LE SYSTEME DE PRODUCTION ET DE TRANSPORT A EDF	19
2.1. LA PRODUCTION	19
2.2. LA CONSOMMATION	21
2.3. LE RESEAU ELECTRIQUE	21
3. LA CONDUITE DU SYSTEME ELECTRIQUE EN SITUATION D'ALEA	23
3.1. DE LA PLANIFICATION A LONG TERME A LA CONDUITE EN TEMPS REEL	24
3.2. ACTIONS DES REGLAGES FACE A UN ALEA	25
3.3. SUPPORT DE L'ETUDE	28
4. LA MOBILISATION DE LA RESERVE TERTIAIRE	28
4.1. BILAN DES TRAVAUX ANTERIEURS MENES A EDF	28
4.2. LA PLATE-FORME COCKPIT	30
4.3. EXPRESSION DU BESOIN D'EDF	31
5. CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA THESE	33
5.1. LES PROBLEMES	33
5.2. LES OUTILS A DISPOSITION	36
5.3. PRINCIPES GENERAUX DU TRAVAIL REALISE	38
6. CONCLUSION DU CHAPITRE	39

CHAPITRE II : METHODE DE RESOLUTION DE LA MOBILISATION DE LA RESERVE

TERTIAIRE **41**

1. INTRODUCTION	41
2. SPECIFICATIONS FONCTIONNELLES D'OMEGA	41
2.1. DECOUPLAGE VIS-A-VIS DES CONTRAINTES DE FONCTIONNEMENT DES UNITES	41
2.2. ROLE DE L'OPERATEUR DANS LE PROCESSUS DE RESOLUTION DU PROBLEME	42
2.3. SYNTHESE DU CAHIER DES CHARGES D'EDF	44
2.4. BILAN DES SPECIFICATIONS FONCTIONNELLES D'OMEGA	45
3. FORMULATION MATHEMATIQUE DU PROBLEME DE LA MRT	46
3.1. DEFINITIONS MATHEMATIQUES	46
3.2. LA MRT EN TANT QUE PROBLEME NP-COMPLET	48
3.3. RESOLUTION DE LA MRT	49
4. PRINCIPE DE RESOLUTION UTILISE	50
4.1. DEFINITION D'UN ESPACE DE TRAVAIL	50
4.2. PARCOURS DE L'ESPACE DE TRAVAIL	52
4.3. ALGORITHME D'EXPLORATION PAR ENUMERATION ET SEPARATION	52
4.4. PROBLEME DE L'INTEGRATION DE L'ANALYSE DE SECURITE DU RESEAU DE TRANSPORT	55
5. CONCLUSION DU CHAPITRE	58

CHAPITRE III : MODELISATION DE L'OUTIL D'AIDE A LA MOBILISATION DE LA RESERVE TERTIAIRE : OMEGA

59

1. INTRODUCTION	59
2. NOTIONS SUR LA PROGRAMMATION ORIENTEE OBJET	59
2.1. INTRODUCTION	59
2.2. PROGRAMMATION STRUCTUREE	60
2.3. PROGRAMMATION ORIENTEE OBJET (POO)	60
2.4. PROGRAMMATION ORIENTEE OBJET ET C++	63
2.5. TECHNIQUES DE POO UTILISEES DANS OMEGA	63
3. MODELISATION DES DONNEES ET DES ALGORITHMES	67
3.1. DEFINITION D'UNE LISTE CHAINEE	68
3.2. LES UNITES MOBILISABLES	69
3.3. LES GRAPHES DE FONCTIONNEMENT	71
3.4. LES CRITERES	74
3.5. LES AUTRES DONNEES	74
3.6. DEFINITION D'UNE CLASSE ABSTRAITE POUR LES ALGORITHMES	75
4. CONCLUSION DU CHAPITRE	76

1. INTRODUCTION	77
2. REALISATION DES ALGORITHMES	77
2.1. RAPPEL DE NOTRE DEMARCHE PRAGMATIQUE	77
2.2. EXPLICATIONS DU FONCTIONNEMENT DE L'ALGORITHME D'EXPLORATION	77
2.3. AMELIORATIONS APPORTEES	82
3. REALISATION DES CRITERES	87
3.1. INTRODUCTION	87
3.2. COMPENSATION DE L'ALEA	87
3.3. RECONSTITUTION DES MARGES DE RESERVES SECONDAIRE ET TERTIAIRE	90
3.4. ANALYSE DE SECURITE N PAR CALCUL DE REPARTITION	90
3.5. ANALYSE DE SECURITE N PAR APPROXIMATION	91
3.6. ANALYSE DE SECURITE N-1	93
3.7. RETOUR AU PROGRAMME INITIALEMENT PREVU	93
4. STRUCTURE ET ENVIRONNEMENT LOGICIELS D'OMEGA	95
4.1. GENERALITES	95
4.2. UTILISATION DES LOGICIELS D'EDF	96
4.3. STRUCTURE LOGICIELLE DE NOTRE PLATEFORME	100
4.4. ENVIRONNEMENT D'OMEGA	103
5. CONCLUSION DU CHAPITRE	104

1. INTRODUCTION	107
2. SYNTHESE DU TRAVAIL REALISE	107
2.1. OMEGA ET L'OPERATEUR	107
2.2. UTILISATION D'OMEGA	108
3. SYNTHESES DES APTITUDES D'OMEGA	110
3.1. OBJECTIFS DES SIMULATIONS	110
3.2. MISE EN PLACE DE LA SIMULATION DES ALEAS	111
3.3. PERFORMANCES DES DIFFERENTS ALGORITHMES	113
3.4. COMPENSATION D'UN ALEA	118
3.5. PRISE EN COMPTE DE L'ANALYSE DE SECURITE	122
3.6. RETOUR AU PROGRAMME INITIALEMENT PREVU	127
3.7. OBTENTION D'UNE SOLUTION PARTIELLE	128
4. CONCLUSION DU CHAPITRE	130

PERSPECTIVES	131
1. PERSPECTIVES A COURT TERME	131
1.1. INTEGRATION D'OMEGA A COCKPIT	131
1.2. ANALYSE DE SECURITE N AVEC UN CALCUL DE REPARTITION	132
2. PERSPECTIVES A MOYEN TERME	132
2.1. AIDE A L'OPERATEUR DANS LE CLASSEMENT DES UNITES MOBILISABLES	132
2.2. AMELIORATION DE L'INTERVENTION DES USINES HYDRAULIQUES	133
3. PERSPECTIVES A LONG TERME	135
3.1. ANALYSE DE SECURITE N AVEC LA MATRICE DES SENSIBILITES	135
3.2. ANALYSE DE SECURITE N AVEC UN ALGORITHME D'OPTIMISATION	136
CONCLUSION GENERALE	139
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	141
ANNEXE A	149
I. FREQUENCE ET ETUDE DES ALEAS	149
II. ETUDES SUR LA MOBILISATION DE LA RESERVE TERTIAIRE	153
III. ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE	159
ANNEXE B	177
I. CALCUL DE REPARTITION DE CHARGES	177
II. MATRICE DES SENSIBILITES ET VARIATIONS MAXIMALES DE TRANSITS ACTIFS	189
ANNEXE C	195
I. STRUCTURE DETAILLEE DE L'ALGORITHME DE BASE	195

GLOSSAIRE

*Un objet est une capsule logicielle oblative avec un tropisme connatif
dont l'hétéronémie est la marque de la durée de l'éphémère et de la hoirie.*

S. Miranda, Professeur d'Informatique à l'Université de Nice

Ce glossaire reprend toutes les abréviations, courantes ou non, sigles et acronymes utilisés dans ce rapport ainsi que les définitions spécifiques à notre étude.

1. ABREVIATIONS

APJ	: Ajustement des Programmes Journaliers
BT	: Basse Tension (230 et 380 V)
CNES	: Centre National d'Exploitation du Système de production et de transport d'électricité
CRES	: Centre Régional d'Exploitation du Système
HT	: Haute Tension (63 et 90 kV)
MRT	: Mobilisation de la Réserve Tertiaire <i>Par abus de langage, signifiera aussi problème de la MRT</i>
MT	: Moyenne Tension (20 kV)
MW	: 10^6 Watt
OPF	: Optimal Power Flow
PMD	: Puissance Maximale Disponible
POO	: Programmation Orientée Objet
RSFP	: Réglage Secondaire Fréquence-Puissance
STEP	: Station de Transfert Et de Pompage
TAG	: Turbine A Gaz
THT	: Très Haute Tension (225 et 400 kV)
TWh	: 10^{12} Wh
UCPTE	: Union pour la Coordination de la Production et le Transport de l'Electricité

2. SIGLES ET ACRONYMES

APOGEE	: Logiciel de réoptimisation de l'ensemble des programmes de production des groupes thermiques et des usines hydrauliques.
ASEC	: Analyse de SECurité. Logiciel de calcul de répartition et d'analyse de sécurité.
AURA	: Aide à l'Utilisation de la Réserve en cas d'Aléa. Logiciel d'aide à la MRT.

CANYON	: Logiciel de vérification des programmes de production des usines hydrauliques par rapport à leurs contraintes de fonctionnement.
CASTART	: Choix AssiSTé d'Actions en Réserve Tertiaire. Logiciel d'aide à la MRT.
COCKPIT	: Logiciel d'aide à la planification journalière du parc de production thermique et hydraulique regroupant les modules APOGEE, CANYON, CONSPLA, ONDINE et RESTER.
CONSPLA	: CONStruction de PLANnings. Logiciel de vérification des programmes de production des groupes thermiques par rapport à leurs contraintes de fonctionnement.
OMEGA	: Outil de Mobilisation et de Gestion de la réserve avec Analyse de sécurité. Maquette issue de notre étude.
ONDINE	: Logiciel de construction et d'optimisation des programmes de production des usines hydrauliques.
RESTER	: REServe TERtiaire. Logiciel d'évaluation du montant de la réserve tertiaire disponible compte-tenu des programmes et des contraintes de chaque unité thermiques.
SMART	: Système de Mobilisation Automatisée de la Réserve Tertiaire. Logiciel d'aide à la MRT.

3. DEFINITIONS

Combinaison de trajectoires	: Union regroupant une et une seule trajectoire pour chacune des unités mobilisables.
Combinaison d'unités	: Union d'unités mobilisables effectivement mobilisées.
Critère	: Contrainte que la solution de MRT doit vérifier. Elle est donnée pour un instant spécifié.
Espace des solutions	: Produit cartésien de l'ensemble des graphes de fonctionnement des unités mobilisables.
Graphe de fonctionnement	: Ensemble des trajectoires qu'une unité peut suivre à partir d'un instant donné
Programme de référence (ou trajectoire de référence)	: Programme de production initialement prévu.
Solution de MRT	: Ensemble de corrections à apporter au programme de production d'un ensemble d'unités sélectionnées pour compenser l'aléa de MRT.

Solution effective	: Solution de MRT qui respecte l'ensemble des critères définis par l'opérateur.
Solution imparfaite	: Solution de MRT qui ne respecte pas un des critères spécifiés par l'opérateur.
Solution intermédiaire	: Première solution obtenue en cours de résolution par OMEGA à un instant donné.
Solution partielle	: C'est la solution imparfaite qui respecte le maximum de critères, sans pour autant les vérifier tous.
Trajectoire	: Programme de production suivie par une unité. Elle respecte les contraintes de fonctionnement du groupe.
Unité	: Désigne un groupe thermique, une vallée ou une usine hydraulique.
Unité mobilisable	: Unité susceptible de participer à la solution de MRT.
Unité mobilisée	: Unité participant effectivement à la solution de MRT.

INTRODUCTION GENERALE

Devant un obstacle, un être humain a pour premier réflexe de se demander :

- Pourquoi ce problème et de qui est-ce la faute ?

Dans la même situation, la fourmi a pour premier réflexe de se demander :

- Comment et avec l'aide de qui vais-je pouvoir surmonter cet obstacle ?

Il y aura toujours une grande différence entre ceux qui se demandent pourquoi et ceux qui se demandent comment.

B. Weber, Les Fourmis

Le cadre de notre étude repose sur le problème auquel tout producteur et distributeur d'électricité est confronté : la réussite de l'adéquation entre l'offre et la demande à tout instant car l'électricité ne se stocke pas à grande échelle.

Bien que des méthodes et des outils sophistiqués permettent d'effectuer des hypothèses de consommation très fines, la nature prend un malin plaisir à déjouer ces prévisions. Tant que l'écart entre prévisions et réalité demeure faible, des automatismes ajustent, en temps réel, la puissance produite en agissant sur les consignes des unités de production. Mais, lorsque les aléas induisant ces déviations prennent une certaine ampleur, ces mécanismes ne peuvent plus agir : l'opérateur doit reprendre le contrôle du système électrique et trouver "manuellement" une parade.

A Electricité de France, la sécurité du système est assurée par deux réglages automatiques sollicitant des réserves de puissance disponibles très rapidement appelées réserves primaire et secondaire selon leur niveau d'intervention. Les manoeuvres de l'opérateur lorsque les réglages primaire et secondaire risquent d'atteindre leurs limites ou sont déjà en butée, sont dénommées actions asynchrones tertiaires : on dit que le système est en situation de mobilisation de la réserve tertiaire (MRT).

Bien que des études aient déjà été réalisées sur le sujet par le passé, elles ne correspondent plus aux attentes d'EDF ni aux spécificités de la nouvelle plateforme COCKPIT mise en place dans le cadre de la gestion de la production journalière. Aussi, ce rapport présente une nouvelle approche pour la conception et la réalisation d'un outil d'aide à l'opérateur en situation de MRT, cet outil étant susceptible d'être intégré à terme dans COCKPIT

Pour mener à bien notre projet, nous avons commencé par définir une démarche itérative fondée sur trois étapes : une analyse des résultats obtenus ou des faits synthétisés, une modélisation du processus à mettre en place ou à ajouter à celui existant et, enfin, une intégration de ces modifications au sein d'un algorithme général.

A partir des spécificités fonctionnelles tirées de l'analyse des besoins d'EDF, nous avons choisi comme référence un algorithme d'exploration par énumération et séparation, simplifié au maximum. Puis, grâce à la démarche indiquée, nous avons abouti progressivement à un outil performant élaboré en prenant en compte l'expérience de l'opérateur. En effet, nous montrons que cet outil apparaît comme un véritable partenaire de l'opérateur qui le gère par l'intermédiaire d'une liste d'unités mobilisables et d'une liste de critères que la solution de MRT doit s'efforcer de vérifier au maximum.

Parmi les critères dont dispose l'opérateur, nous trouvons la compensation de l'aléa, le retour au programme initialement prévu et la reconstitution de réserves de puissance. Nous avons également introduit la possibilité d'effectuer des analyses de sécurité sur le réseau de transport THT pour construire la solution de MRT.

Finalement, nous décrivons comment l'opérateur pourra décider lui-même de la finesse de la solution à obtenir, d'une part, en jouant sur les différentes tolérances accompagnant chaque critère, sur le choix des méthodes et sur l'enchaînement des critères et, d'autre part, en tenant compte du degré d'urgence de la MRT et de la puissance de calcul des ordinateurs dont il dispose.

Dans un premier chapitre intitulé "Présentation générale du problème de la Mobilisation de la Réserve Tertiaire", nous décrivons le système de production et de transport d'EDF avec ses différents modes de réglages face aux aléas affectant l'équilibre entre la production et la consommation. Nous nous focalisons ensuite sur la MRT pour en dégager la problématique et les moyens disponibles pour résoudre le problème.

Dans le deuxième chapitre, nous exposons les spécifications fonctionnelles de l'outil de MRT visé à partir de l'analyse des besoins d'EDF. Nous montrons alors que la MRT est un problème NP-complet. Par conséquent, nous proposons une méthode de résolution originale fondée sur un algorithme de base, facile à compléter. Grâce à une exploration par énumération et séparation, cet algorithme est toujours capable de trouver des solutions, même partielles.

Dans le troisième chapitre, nous abordons, en détail, la modélisation des différents composants de notre outil et nous justifions le choix de la programmation orientée objet pour le faire. Nous montrons ainsi que notre outil hérite des propriétés telles que réutilisabilité et extensibilité favorables à son exploitation.

Dans le quatrième chapitre, nous expliquons comment nous avons abouti à la plateforme **OMEGA : Outil de Mobilisation Et de Gestion de la réserve tertiaire avec Analyse de sécurité**. Nous détaillons les améliorations que nous avons apportées à l'algorithme de base et la façon de vérifier les critères définis par l'opérateur, en particulier, ceux relatifs aux analyses de sécurité. Nous montrons alors les nombreuses interfaces mises au point afin d'exploiter au maximum les performances des logiciels déjà développés à EDF et rendre possible l'intégration d'OMEGA au sein de la plateforme COCKPIT.

Enfin, nous évaluons les performances d'OMEGA à l'aide de quelques exemples. Ce cinquième chapitre nous permet de mettre en avant la philosophie d'utilisation de l'outil par l'opérateur.

Nous terminons ce rapport en apportant de nouvelles perspectives au problème de la MRT sur la base d'OMEGA.

A la fin de ce document, nous avons ajouté trois annexes.

L'annexe *A* est composée d'une étude sur la fréquence des aléas affectant le système électrique (*Partie A.I*), d'une analyse sur les études menées sur la MRT (*Partie A.II*) et d'une analyse bibliographique (*Partie A.III*).

L'annexe *B* comprend une partie sur le calcul de répartition de charges (*Partie B.I*) fournie à titre pédagogique pour les personnes souhaitant se familiariser avec cet aspect des réseaux électriques. Cette annexe comporte aussi une section relative au calcul de la matrice des sensibilités (reliant les variations de puissance active aux noeuds d'un réseau et les variations de transit actif dans les lignes) et à l'approximation des transits actifs maximaux (*Partie B.II*).

L'annexe *C* est le détail de notre algorithme d'exploration.

CHAPITRE I :

PRESENTATION GENERALE
DU PROBLEME DE
LA MOBILISATION DE LA RESERVE TERTIAIRE

Quand on ne sait pas ce que l'on cherche, on ne sait pas ce que l'on trouve.

G. Bachelard

1. INTRODUCTION

Au cours de ce chapitre, nous décrivons le procédé industriel qui sert de support au sujet de notre étude : le système de production et de transport de l'énergie électrique à Electricité de France (EDF). Ce système possède un mode de fonctionnement à flux tendus car l'énergie électrique ne se stocke pas. Aussi, à tout instant, il faut assurer l'équilibre, constamment perturbé par des aléas, entre la production et la consommation. Selon l'importance de ces perturbations, différentes parades, tant automatiques que manuelles, peuvent être activées ; l'une d'entre elles, spécifique à la gestion d'EDF, nous concerne plus particulièrement : la Mobilisation de la Réserve Tertiaire (MRT).

Après une rapide synthèse des différentes études menées sur le sujet par EDF, nous dégageons la problématique de la MRT. Puis, nous exposons les problèmes auxquels nous avons été confrontés au cours de notre étude, les moyens à notre disposition pour tenter de les résoudre et les méthodes de résolution que nous avons utilisées.

2. LE SYSTEME DE PRODUCTION ET DE TRANSPORT A EDF

La mission principale d'Electricité de France est d'assurer, à chaque instant, la demande en énergie des consommateurs en quantité (puissance fournie) et en qualité (niveaux de tension et de fréquence) tout en minimisant ses coûts de fonctionnement.

Pour remplir cette mission et répondre aux souhaits de ses clients, EDF possède un parc de production complémentaire et un réseau de transport et de distribution adapté.

2.1. La production

EDF dispose d'un parc de groupes de production diversifié dont la capacité totale, ou puissance installée, s'élève à 100 000 MW au 31 Décembre 1996 (*Cf. Figure I*) et qui a produit 460 milliards de kWh (ou 460 TWh) au cours de l'année 1996 (*Cf. Figure II*). Ces groupes se répartissent en deux sous-ensembles : les centrales thermiques (dont nucléaires, à flammes et les turbines à gaz) et les centrales hydrauliques.

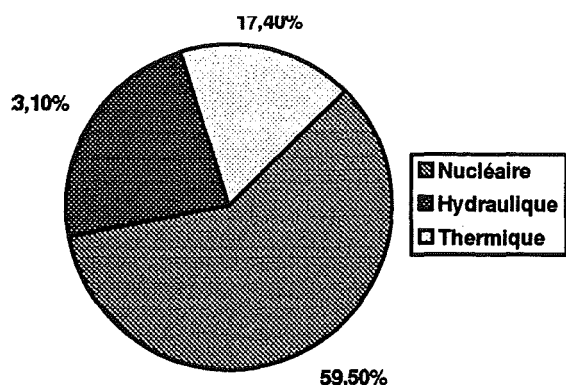


Figure I : Puissance installée à EDF.

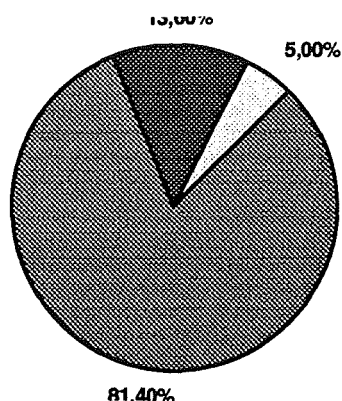


Figure II : Production d'électricité à EDF.

2.1.1. Les centrales thermiques

Parmi les centrales thermiques, nous distinguons les unités nucléaires et les unités utilisant des combustibles fossiles (gaz naturel, charbon, fioul). Leurs caractéristiques sont développées dans le tableau ci-dessous (*Cf. Tableau I*).

Unité	Puissance installée	Production totale	Part dans la production	
			d'EDF	en France
Nucléaire	60 000 MW	375 TWh	81,5 %	77 %
Autres	17 000 MW	23 TWh	5 %	4,5 %

Tableau I : Caractéristiques des centrales thermiques en 1996.

2.1.2. Les centrales hydrauliques

EDF possède plus de 500 ouvrages hydrauliques constituant 23 % de la capacité du parc de production soit 23 000 MW installés. A cela, s'ajoutent plus de 1 400 petites centrales exploitées par des sociétés externes à EDF pour une capacité de 1 900 MW.

Il existe plusieurs types d'ouvrages : les usines de type lac (ou de haute chute), les usines de type éclusées (ou de moyenne chute), les usines au fil de l'eau (ou de basse chute), les usines de pompage-turbinage (ou stations de transfert et de pompage) et une usine marémotrice ("La Rance").

Au cours de l'année 1996, toutes ces centrales ont produit 63 TWh soit 13,5 % de la production totale d'EDF (13 % de la production française).

2.2. La consommation

Les consommateurs d'énergie sont répartis en trois catégories selon le niveau de tension d'alimentation :

- Les clients en THT et en HT sont essentiellement des industriels et des régions.
- Les clients en MT sont constitués de PME et PMI, de collectivités et de commerces.
- Les clients en BT sont les 26 millions de particuliers.

La consommation totale localisée en France représente une énergie annuelle d'environ 375 TWh. Pour constituer la demande totale d'électricité qu'EDF doit satisfaire, il faut ajouter les échanges avec l'étranger qui s'élèvent à environ 70 TWh, soit 15 % de la demande totale.

2.3. Le réseau électrique

L'énergie produite par EDF est transmise aux consommateurs à travers le réseau électrique composé de 1 300 000 kilomètres de lignes. Le réseau est composé de différents niveaux de tension.

2.3.1. Le réseau de transport et d'interconnexion

Constitué de lignes THT (400 kV), il assure le transport de l'énergie électrique des centres principaux de production vers les postes de transformation (400 / 225 kV) qui alimentent les réseaux d'alimentation de la clientèle.

Il permet également les échanges d'énergie avec les pays voisins interconnectés dans le cadre de l'UCPTE (Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité).

Cette véritable "toile d'araignée" permet de garantir une sécurité de fonctionnement des systèmes électriques, tant en France qu'en Europe, en rendant possible un secours immédiat et en assurant une solidarité permanente entre les régions et pays interconnectés.

2.3.2. Les réseaux d'alimentation de la clientèle

Leur rôle est de garantir le transport de l'électricité à l'échelle d'une région. Deux types sont à distinguer :

- Les réseaux de répartition :

Soit ils acheminent l'énergie électrique des postes d'interconnexion THT vers les postes sources HT ou BT qui alimentent les réseaux de distribution, soit ils alimentent directement les quelques 600 clients industriels raccordés à ces niveaux de tension.

Ces réseaux s'appuient sur des lignes THT (225 kV) et sur des lignes HT (90 kV et 63 kV).

- Les réseaux de distribution :

Ils assurent le transport de l'électricité depuis le poste source jusqu'au consommateur final (particuliers, PME / PMI, collectivités...) par le biais de lignes MT (20 kV) et de lignes BT (380 V et 230 V).

2.3.3. Différence de structure des réseaux électriques

La distinction fondamentale entre les trois types de réseaux électriques (THT / HT, MT et BT) tient à leur structure. En effet, alors que les réseaux MT et BT ont une organisation radiale ou étoilée (Cf. Figure III), le réseau THT / HT a une constitution fortement maillée ou en boucle (Cf. Figure IV).

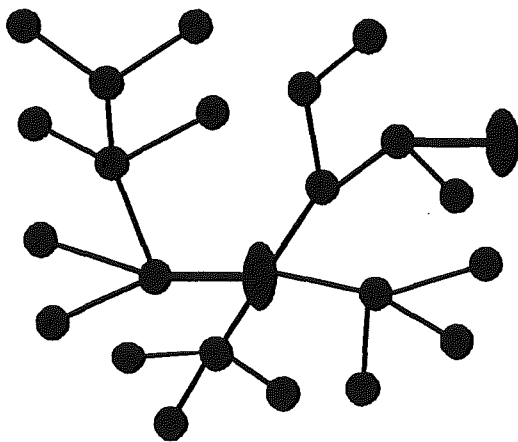


Figure III : Structure radiale ou étoilée.

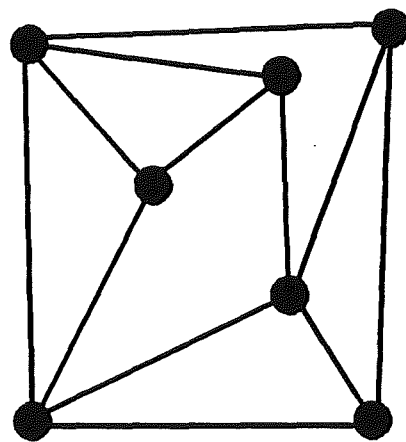


Figure IV : Structure maillée ou en boucle.

Cet agencement répond à deux buts distincts. Un réseau à structure radiale est la solution lorsque le flux d'énergie a une direction prédominante qui est toujours la même ; ceci est le cas pour les niveaux MT et BT où les lignes acheminent l'électricité des postes de distribution vers les clients. Par contre, la structure en boucle, en procurant beaucoup plus de chemins entre deux centres quelconques (l'un de production, l'autre de consommation ou de distribution), correspond mieux à l'objectif d'un réseau de transport de l'énergie.

En corollaire, les méthodes et les outils de calcul de simulation des flux d'énergie transitant à travers les lignes varient selon la nature des réseaux.

3. LA CONDUITE DU SYSTEME ELECTRIQUE EN SITUATION D'ALEA

Dans ce paragraphe, nous voyons comment EDF gère la conduite du système électrique, de la planification à plus ou moins longue échéance jusqu'au pilotage en temps réel. Nous présentons ensuite les différents réglages qui sont utilisés pour ajuster la production à la consommation en temps réel (Cf. Figure V).

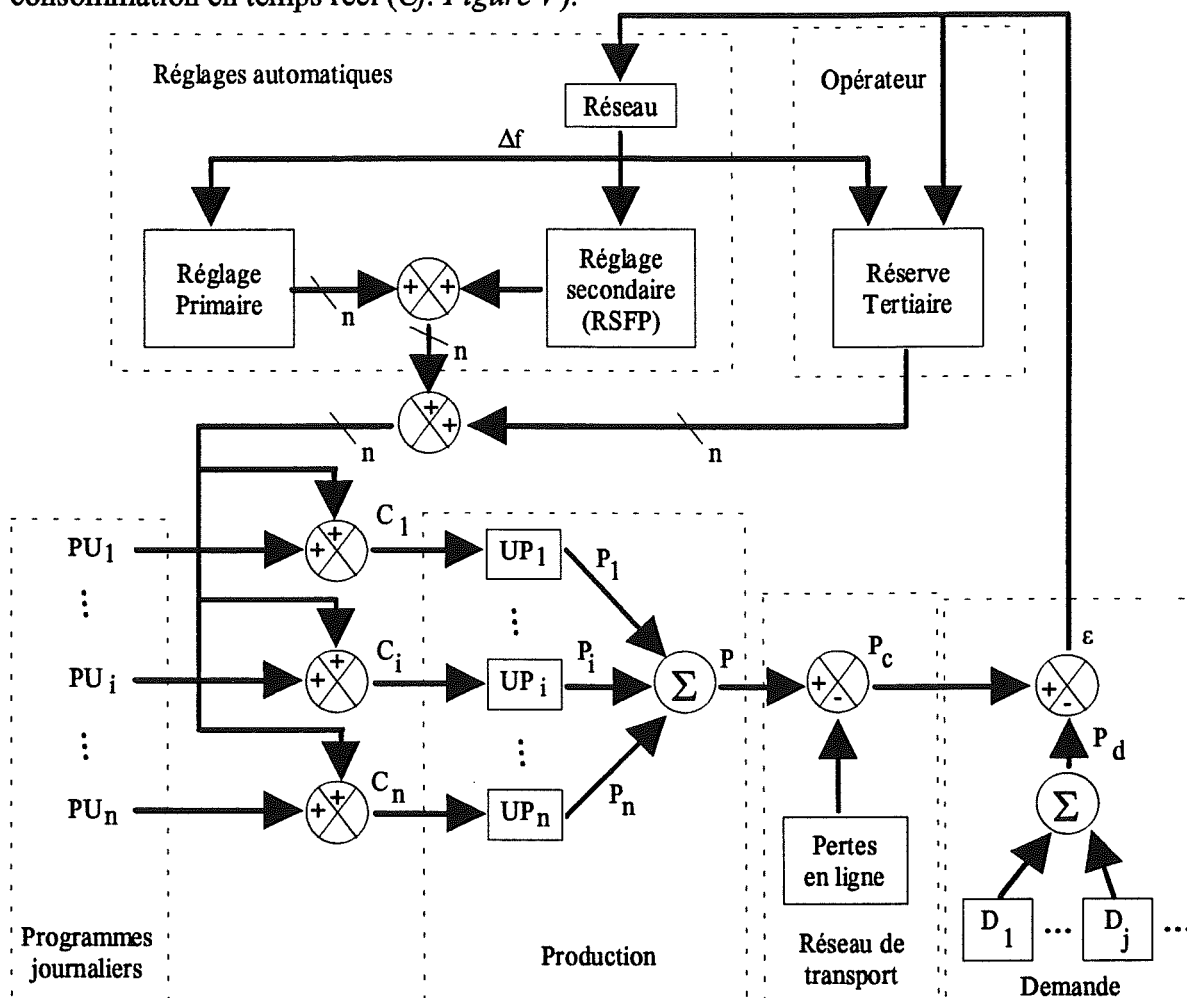


Figure V : Organisation des réglages du système électrique face aux aléas (hors situation critique).

avec :

- i, n : indice et nombre des unités de production
- PU_i : Programme de production journalier de l'unité i
- C_i : Consigne de puissance pour l'unité i
- P_i : Puissance fournie par l'unité i UP_i
- P : Puissance totale fournie par les n unités de production
- P_c : Puissance fournie aux consommateurs
- P_d : Puissance demandée par les consommateurs D_i
- ε : Ecart entre la production et la demande
- Δf : Ecart de fréquence dû à l'écart ε

3.1. De la planification à long terme à la conduite en temps réel

Aujourd'hui, à EDF, le centre national d'exploitation du système électrique (CNES), coordonné avec sept centres régionaux (CRES), gère la production d'électricité et le fonctionnement du réseau de transport.

Le CNES a la responsabilité de conduire les centrales thermiques et nucléaires et de garantir la sécurité du réseau 400 kV alors que les sept CRES se chargent de piloter les ensembles hydrauliques répartis sur leur territoire ainsi que la sécurité du réseau 225 kV.

Le stockage de l'énergie électrique est impossible à grande échelle. Il est indispensable de prévoir la consommation à plus ou moins long terme et de concevoir le problème de l'ajustement de la production à la demande à différentes échelles de temps.

La gestion du système de production électrique est effectuée sur trois niveaux temporels, à savoir l'année, la semaine et la journée. Le but de chacun de ces niveaux est, d'une part, de prendre certaines décisions propres à l'échelle de temps concernée et, d'autre part, de fournir des informations ou des incitations nécessaires au niveau temporel plus fin.

Le premier niveau correspond à une gestion prévisionnelle à moyen terme. Il s'étale sur une période comprise entre un et cinq ans. Il permet, par exemple, de décider des dates d'arrêts des centrales nucléaires (pour rechargement du combustible et entretien) ou de déterminer la stratégie à adopter concernant les grands réservoirs hydrauliques c'est-à-dire les lacs.

Les deux autres niveaux relatifs à la semaine et à la journée se rapportent à une gestion à court terme. Ce sont à ces niveaux que sont choisies les centrales de production qui doivent être mises en service ainsi que les consignes de production à leur affecter. Ce choix va se faire sur la base du moindre coût mais aussi en tenant compte des indicateurs élaborés par la gestion prévisionnelle à moyen terme, notamment pour la stratégie de déstockage des réservoirs hydrauliques ou de combustible.

Néanmoins, quelle que soit la finesse des prévisions de consommation, des facteurs non maîtrisables viennent inmanquablement perturber le déroulement des opérations. Ainsi, un écart d'un degré sur la prévision de température correspond à une variation de la demande de 1 500 MW ! Aussi, lorsqu'une variation de la demande ou une panne soudaine d'un groupe de production se produit en temps réel, il faut être capable de réagir rapidement.

Le pilotage du système de production en temps réel doit aboutir, à tout instant t , à l'égalité suivante :

$$\text{Production}(t) = \text{Consommation}(t)$$

Remarque :

Cette égalité est vraie aux pertes près. Le transport et la distribution de l'énergie électrique engendrent des pertes dues à l'échauffement des lignes du réseau par effet Joule. Ces pertes sont estimées à 5 à 10 % de la production totale.

Ce pilotage peut être décomposé en deux parties.

- Les réglages (pilotage automatique) :

Ils se chargent de façon automatique de la régulation des consignes de production des unités sur un horizon temporel variant du dixième de seconde au quart d'heure.

- La conduite (pilotage manuel) :

Elle permet d'ajuster les plans de production des unités sur un horizon temporel allant du quart d'heure à la journée.

Ce pilotage s'appuie directement sur les prévisions disponibles, établies la veille pour le lendemain. Ainsi, chaque centrale possède un programme de production qui ne sera remis en cause en temps réel qu'en cas d'aléas. Nous pouvons distinguer trois types d'aléas :

- Les aléas de production dus à une défaillance d'une ou plusieurs unités de production.
- Les aléas de réseau dus au "déclenchement" d'une ou plusieurs lignes.
- Les aléas de consommation dus à une erreur de prévision (aléa climatique en général).

3.2. Actions des réglages face à un aléa

L'introduction de ces aléas perturbe l'équilibre entre la production et la demande. Pour garantir le bon fonctionnement du système électrique lorsqu'un aléa survient, trois niveaux de réglage, correspondant à des réserves de puissance, ainsi que des consignes particulières pour les situations les plus graves ont été instaurés à EDF. Ces différentes interventions ont un temps de réponse qui correspond à la durée d'action de la précédente. Notre but n'étant pas de les détailler techniquement ([ELG-82], [WOO-84] ou [TI-D4II]), nous les présentons ci-dessous de manière générale.

3.2.1. Le réglage primaire

Le réglage primaire est actionné automatiquement au niveau de chaque groupe de production par le biais d'un régulateur de vitesse de type proportionnel. Il permet de réaliser un suivi fin de la consommation autour de la consigne de production (Cf. Figure VI).

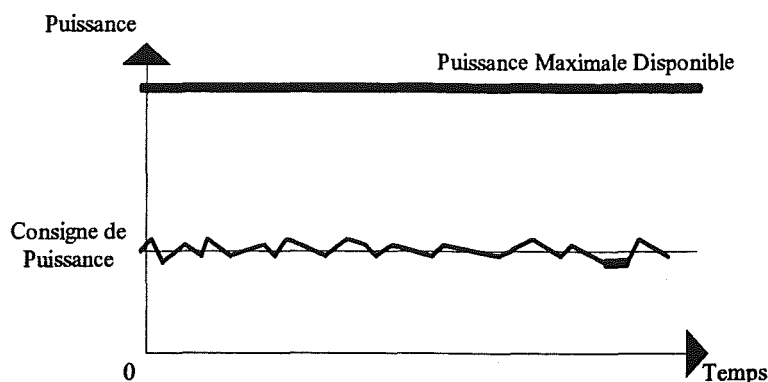


Figure VI : Action du réglage primaire sur la consigne d'un groupe.

Le réglage primaire fait intervenir la réserve de puissance dite primaire avec une constante de temps de l'ordre de la seconde. Sa durée d'action, liée au niveau de la réserve primaire disponible, est limitée, généralement, à une dizaine de secondes.

Ce réglage est bien adapté aux écarts de consommation de faible amplitude et de courte durée. Cependant, son action entraîne un éloignement du niveau de fréquence par rapport à la consigne de 50 Hertz du fait de l'erreur statique inhérente à l'utilisation d'un régulateur proportionnel. Cette erreur statique est éliminée par l'intervention du réglage secondaire.

3.2.2. Le réglage secondaire fréquence-puissance

Le réglage secondaire fréquence-puissance, ou RSFP, est actionné automatiquement depuis le centre de supervision du dispatching et consiste en un changement de consigne de puissance des unités de production. Seules les unités faisant partie de la zone où une variation de la charge a été constatée sont affectées par ce changement de consigne réalisé entre deux niveaux de puissance délimitant une bande de réglage (Cf. Figure VII). Grâce à cette action, la réserve primaire est reconstituée et le niveau de fréquence est ramené à sa consigne de 50 Hertz.

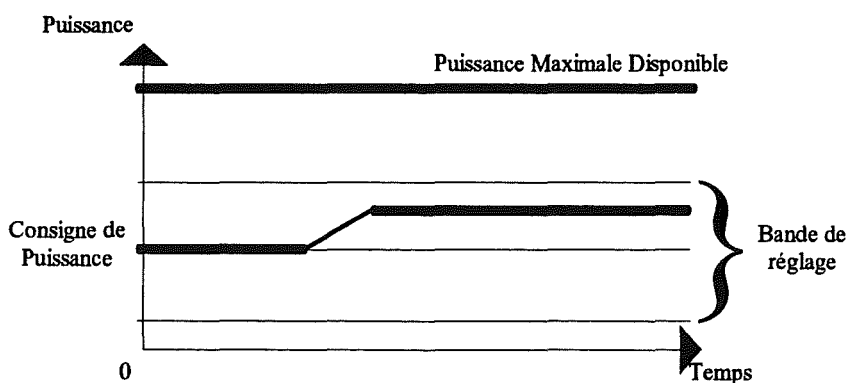


Figure VII : Action du réglage secondaire sur la consigne d'un groupe.

Le réglage secondaire fait intervenir la réserve de puissance dite secondaire avec une constante de temps d'environ dix secondes. Sa durée d'action, également limitée par la réserve secondaire disponible, est de l'ordre d'une dizaine de minutes.

Ce réglage est bien adapté aux écarts de consommation lents mais de plus grande amplitude que précédemment. Cependant, ces écarts doivent être limités dans le temps.

3.2.3. Les actions asynchrones tertiaires

En cas d'aléa plus important, les réserves primaire et secondaire peuvent être totalement consommées à plus ou moins brève échéance : les réglages automatiques sont en butée et atteignent leurs limites de fonctionnement. L'opérateur peut alors décider de mobiliser la réserve tertiaire. Pour cela, il va agir "manuellement" sur les consignes des groupes de production afin d'ajuster la production à la consommation (Cf. *Figure VIII*). Simple à énoncer, le problème est néanmoins très complexe à cause du nombre de choix possibles (choix des groupes, choix des actions correctrices) et des contraintes à prendre en compte (contraintes de fonctionnement des unités, contraintes du réseau THT).

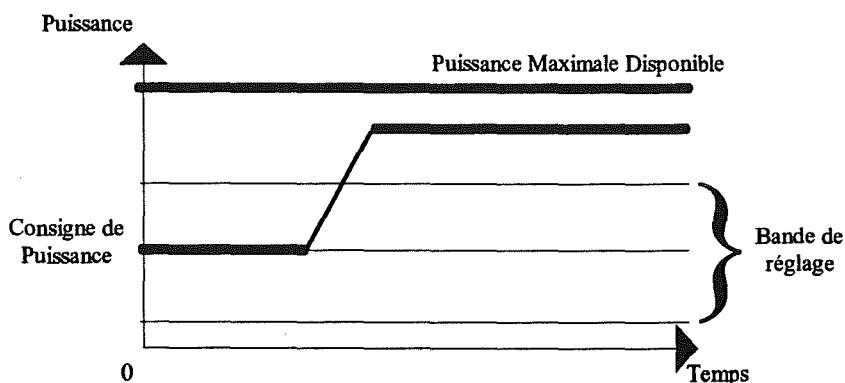


Figure VIII : Action de la Mobilisation de la Réserve Tertiaire sur la consigne d'un groupe.

La mobilisation de la réserve tertiaire (MRT) a une constante de temps inférieure à vingt minutes pour une durée d'action de quatre heures au maximum. Elle tend à reconstituer les réserves primaire et secondaire (afin de pouvoir répondre à un nouvel aléa) tout en rétablissant l'équilibre entre la production et la consommation et le niveau de fréquence à sa consigne de 50 Hertz.

Cependant, du fait de la modification des programmes des unités mobilisées, son action éloigne le système de sa consigne de production initiale.

3.2.4. Les situations critiques

Lorsque l'aléa a provoqué des perturbations telles que le système se retrouve dans des situations critiques (écroulement d'une partie ou de la totalité du réseau par exemple), l'opérateur mettra en jeu des stratégies et des parades préétablies pour la sauvegarde du réseau électrique.

3.3. Support de l'étude

L'utilisation des réserves primaire et secondaire relèvent de réglages automatiques et ne seront pas abordées au cours de cette étude. De même, les situations critiques appartiennent au domaine de la conduite des réseaux en état d'alerte avancé et sortent du cadre de cette thèse. Notre travail a porté uniquement sur la MRT.

4. LA MOBILISATION DE LA RESERVE TERTIAIRE

La mobilisation de la réserve tertiaire, ou ajustement à très court terme de la production à la consommation, est un sujet de recherche peu traité. La résolution de ce problème est une tâche dévolue à l'opérateur qui agit en fonction de son expérience faute d'outil disponible.

Au cours de ce paragraphe, nous tirons un bilan des études entreprises par EDF sur ce sujet. Nous présentons la plate-forme COCKPIT qui permet de réaliser la fonction d'Ajustement du Programme Journalier et dans laquelle EDF souhaite intégrer une fonction de MRT.

4.1. Bilan des travaux antérieurs menés à EDF

4.1.1. Classification des aléas ayant entraîné une MRT

Dans une étude réalisée par EDF [JOU-88], la fréquence des aléas ayant entraîné une MRT est analysée. De cette analyse (*Cf. Annexe A.I*), résulte une classification des aléas selon trois catégories :

- Les aléas lents (par exemple, une dérive de la consommation ou l'arrêt de groupe(s) non prévu).

Ils se caractérisent par une sollicitation progressive des réserves primaire et secondaire.

- Les aléas brutaux (par exemple, le délestage d'un ou plusieurs centres de consommation ou le déclenchement d'une unité de production).

Ils se distinguent par une sollicitation immédiate (et proportionnelle à l'importance de l'aléa) de la réserve primaire et, avec un léger décalage dans le temps, de la réserve secondaire.

L'opérateur se retrouve face à une situation délicate car il dispose d'à peine cinq minutes pour lancer les premières modifications sur les consignes de production des unités mobilisées. En outre, toute action engagée l'est pour un temps, en général, supérieur à la dizaine de minutes (comme le changement de palier d'une centrale nucléaire) : elle réduit le nombre de degrés de liberté de l'opérateur.

- Les aléas sans impact immédiat (par exemple, la limitation des performances d'une unité).

4.1.2. Etudes menées à EDF sur la MRT

EDF a déjà abordé le problème de la MRT grâce à trois études (*Cf. Annexe A.II*).

La première d'entre elles ([CAR-93], [JOU-94]) a permis de définir le cadre de la MRT avec précision. Elle a abouti au prototype SMART (Système de Mobilisation Automatisée de la Réserve Tertiaire). La place de l'opérateur est réduite au minimum puisque celui-ci se contente de spécifier des objectifs et fournit une liste non ordonnée d'unités susceptibles d'intervenir dans la solution finale. L'expérience de l'opérateur est donc sous-utilisée.

La deuxième étude [MAU-94] s'est concrétisée par la maquette AURA (Aide à l'Utilisation de la Réserve en cas d'Aléa). La voie choisie pour résoudre le problème de la MRT est opposée à la précédente : à tout moment, l'opérateur est au centre du processus décisionnel. L'outil réalisé n'intervient pas dans l'élaboration des actions pour la MRT mais propose un ensemble de fonctionnalités à l'opérateur.

La dernière étude [GAN-95] est une prolongation dans le même laboratoire de celle ayant abouti à la maquette SMART. Si la description de la problématique de la MRT est identique, la méthode de résolution est différente. Opérateur et ordinateur sont étroitement liés au sein d'un outil interactif d'aide à la décision appelé CASTART (Choix ASSisté d'Actions en Réserve Tertiaire).

Dans chacune de ces études, les contraintes de fonctionnement des unités ont été intégrées au sein même de l'outil développé. Par contre, la modélisation du réseau de transport est réduite à sa plus simple expression puisqu'elle se résume à un point : aucune contrainte, en dehors du respect de l'équilibre entre la production et la consommation, n'a été prise en compte.

4.1.3. Conclusion

Grâce à ces trois études, EDF a pu tester les degrés d'interaction entre l'opérateur humain et la machine à différents niveaux. Ainsi, la place de l'opérateur au sein du processus décisionnel

varie (Cf. Figure IX). Elle peut passer d'un rôle d'agent actif dans la prise des décisions (AURA) à celui d'agent totalement passif (SMART) via le partage des tâches (CASTART).

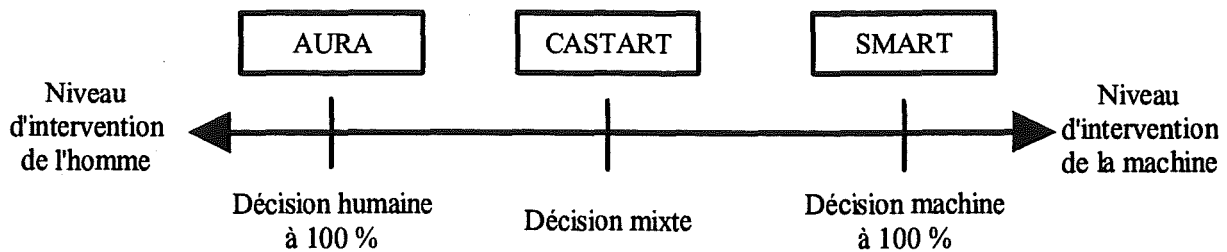


Figure IX : Niveau d'intervention homme / machine dans les études menées sur la MRT par EDF.

L'approche privilégiée par la maquette AURA est celle qui retient l'attention d'EDF. En effet, les outils entièrement automatisés d'où l'opérateur est quasiment exclu ne sont pas performants face au problème combinatoire de la MRT. De plus, l'opérateur souhaite un outil d'aide à la décision et non un outil prenant les décisions à sa place sans tenir compte de son expérience.

4.2. La plate-forme COCKPIT

Tous les jours, vers 18 heures, les centrales de production reçoivent leur programme de production pour la journée du lendemain. Ces programmes ont été élaborés sous certaines hypothèses qui, comme nous l'avons déjà vu, sont régulièrement remises en cause (consommation, disponibilité des groupes, état des réserves hydrauliques). Aussi, un réajustement optimal des programmes de production en cours de journée, fondée sur des hypothèses mises à jour, permettrait une diminution certaine des coûts de production.

Grâce aux progrès de l'informatique et aux meilleures performances des modèles d'optimisation utilisés, EDF a développé de nouvelles fonctions d'aide à la gestion journalière de la production ou d'ajustement des programmes journaliers (APJ). Ces fonctions, gérant à la fois les parcs de production thermique et hydraulique tant au niveau national que régional, ont été regroupées au sein de la plate-forme informatique COCKPIT, support de la fonction "APJ".

Le logiciel COCKPIT propose, à travers une interface graphique élaborée, un ensemble de fonctions d'aide à l'opérateur (Cf. Figure X) :

- APOGEE : réoptimise l'ensemble des programmes de production des unités thermiques et hydrauliques.
- CANYON : vérifie que les programmes de production des usines hydrauliques sont compatibles avec leurs contraintes de fonctionnement.

- CONSPLA : vérifie que les programmes de production des unités thermiques sont compatibles avec leurs contraintes de fonctionnement.
- ONDINE : construit et optimise les programmes de production des usines hydrauliques.
- RESTER : évalue le montant de la réserve tertiaire thermique disponible compte-tenu des programmes et des contraintes de chaque unité thermique.

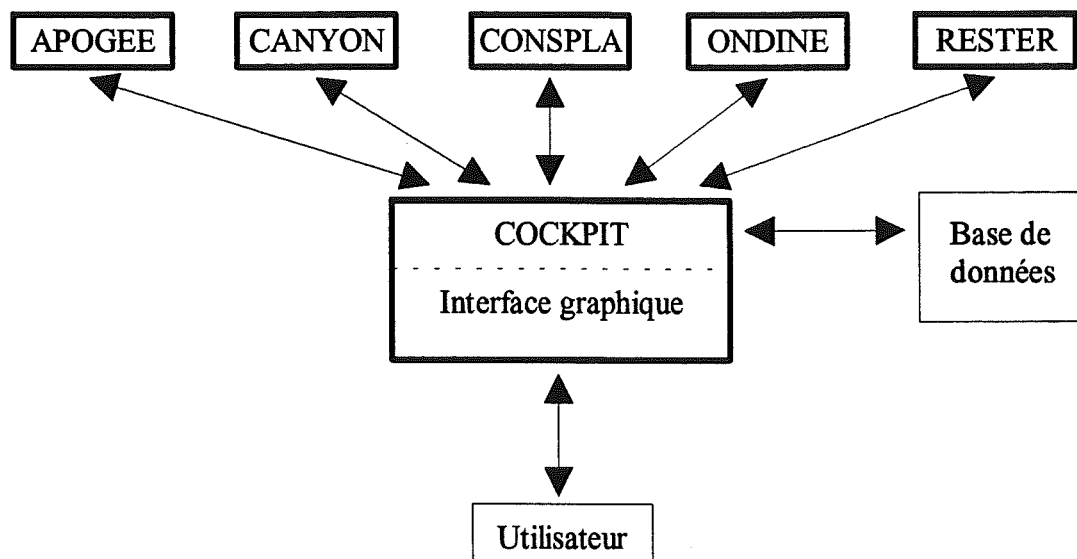


Figure X : Environnement de la plate-forme COCKPIT.

COCKPIT est un logiciel évolutif où toute fonction d'aide à l'opérateur telle que la MRT pourrait être intégrée en temps utile.

Nous pourrions nous servir de la maquette AURA. Cependant, elle ne tient pas compte des contraintes du réseau THT (comme les surcharges dans les lignes électriques) ni, surtout, des contraintes dynamiques des groupes de production dans les propositions qu'elle élabore pour l'utilisateur. Du fait de sa structure, elle peut difficilement les prendre en compte ; or, nous souhaitons les intégrer. De plus, les choix informatiques qui ont été faits pour AURA ne sont pas cohérents avec ceux de COCKPIT.

4.3. Expression du besoin d'EDF

Le cahier des charges de la fonction MRT s'établit comme suit :

Trouver les actions correctrices à apporter au programme de production d'un certain nombre d'unités qui assurent un juste compromis entre trois objectifs souvent contradictoires : économie, faisabilité technique et sécurité du système.

Résoudre "le problème de la MRT" qui, par abus de langage, sera appelé par la suite MRT revient à satisfaire l'énoncé ci-dessus.

4.3.1. Objectifs à satisfaire

Ces objectifs sont au nombre de trois et ils se retrouvent dans toutes les études menées sur la MRT. Pendant toute la durée de la MRT, il s'agit de :

- compenser le plus finement possible le déséquilibre entre la production et la demande dû à l'aléa,
- respecter un certain nombre de critères de qualité définis par l'opérateur.
- minimiser le coût de la fourniture d'électricité,

4.3.2. Contraintes à respecter

Pour que la solution soit techniquement valable, il est impératif qu'elle vérifie quelques contraintes, notamment :

- Les marges de sécurité

La compensation de l'aléa doit être réalisée le plus finement possible (c'est un des objectifs). Cependant, dans l'éventualité où cet objectif serait difficile à satisfaire, le critère peut être assoupli tant que la compensation de l'aléa reste dans des limites acceptables pour la sécurité du système électrique. Des tolérances minimale et maximale sont à définir autour de la valeur moyenne de la compensation. Elles peuvent l'être par l'opérateur sur la base de son expérience ou par un outil annexe comme AURA.

- L'ordre de mobilisation et le choix des unités

Il faut privilégier les unités déjà en fonctionnement et éviter d'avoir à en démarrer de nouvelles ou à en arrêter. En outre, le choix des unités à solliciter doit être du ressort de l'opérateur.

- Le nombre d'unités mobilisées pour la solution

Parmi l'ensemble des unités mises en MRT, il est préférable, dans un souci de simplicité, de limiter le nombre de groupes dont le programme de production sera modifié.

- Les contraintes dynamiques de fonctionnement des unités

Chaque modification apportée sur le programme de production des unités prenant part à la solution doit être techniquement réalisable c'est-à-dire appartenir au domaine de fonctionnement des groupes. Cela induit le respect de gradients de variation de puissance à la hausse et à la baisse, de durée minimale de fonctionnement à un palier de puissance, de fonctionnement à des paliers de puissance prédéfinis et de limitations temporaires.

- Les contraintes imposées par le réseau électrique de transport THT

La solution proposée doit respecter les contraintes dues au réseau de transport et, en particulier, éviter les surcharges de transits actifs dans les lignes électriques.

En résumé, nous pouvons définir le contour du domaine que couvrent ces contraintes :

- première contrainte : sécurité du système,
- deuxième et troisième contraintes : critère de qualité de l'opérateur,
- quatrième et cinquième contraintes : faisabilité technique.

5. CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA THESE

Au cours de cette partie, nous présentons les problèmes auxquels nous avons été confrontés et les outils qu'EDF met à notre disposition pour tenter de les résoudre. Ensuite, nous exposons les principes généraux que nous mettrons en oeuvre et que nous justifierons dans le *chapitre II*.

5.1. Les problèmes

5.1.1. La MRT : un processus en temps réel

La MRT est le dernier niveau de réglage prévu par EDF pour faire face à un aléa : c'est une action qui est décidée en temps réel. Cependant, contrairement aux deux premiers réglages dont les temps de réponse n'excèdent pas la dizaine de secondes, le délai de la MRT est plus important. Dans le cas d'un aléa brutal (déclenchement d'une centrale nucléaire par exemple), l'opérateur dispose de cinq minutes entre le diagnostic de MRT et le lancement des premiers ordres sur les unités mobilisées.

Il convient de souligner que ce laps de temps est très court pour l'opérateur qui doit lancer, sélectionner, vérifier la faisabilité de toute une série d'actions parmi un très grand nombre de combinaisons envisageables.

Les méthodes que nous emploierons devront donc pouvoir offrir à l'opérateur une, voire des solutions le plus rapidement possible dans la limite des cinq minutes.

5.1.2. Les contraintes de fonctionnement des unités

Toute solution de MRT doit être techniquement réalisable. Cela implique la vérification des contraintes de fonctionnement de chacune des unités mobilisées.

Nous pouvons distinguer deux types de contraintes :

- les contraintes statiques regroupant les limitations des performances physiques ou techniques des groupes, les valeurs des paliers, ...
- les contraintes dynamiques comme les temps de démarrage et d'arrêt, les gradients à la hausse ou à la baisse, le fonctionnement à puissance imposée, les durées minimales de palier, le nombre de variations de puissance par jour, ...

La variété et le nombre de ces contraintes font la complexité du problème à résoudre, d'autant plus que chaque type d'unité de production (thermique classique, nucléaire, hydraulique) a ses propres caractéristiques.

Ainsi, les centrales nucléaires possèdent des contraintes très fortes comme le nombre de changements de paliers limité à quatre par jour.

Au contraire, les usines hydrauliques sont individuellement beaucoup plus facilement manoeuvrables. Leurs possibilités de variations de puissance sont élevées mais, en revanche, elles sont fortement contraintes par le niveau des réservoirs amont et aval... lesquels dépendent des consignes de production des autres usines hydrauliques constituant la vallée !

Le problème est de savoir comment traduire ces contraintes de fonctionnement. Une bonne représentation est fournie sous la forme d'un graphe dont l'axe des abscisses est le temps et l'axe des ordonnées la puissance de l'unité. Comme nous venons de le voir, ce graphe sera plus ou moins compliqué en fonction du type de l'unité dont il dépend (Cf. Figure XI).

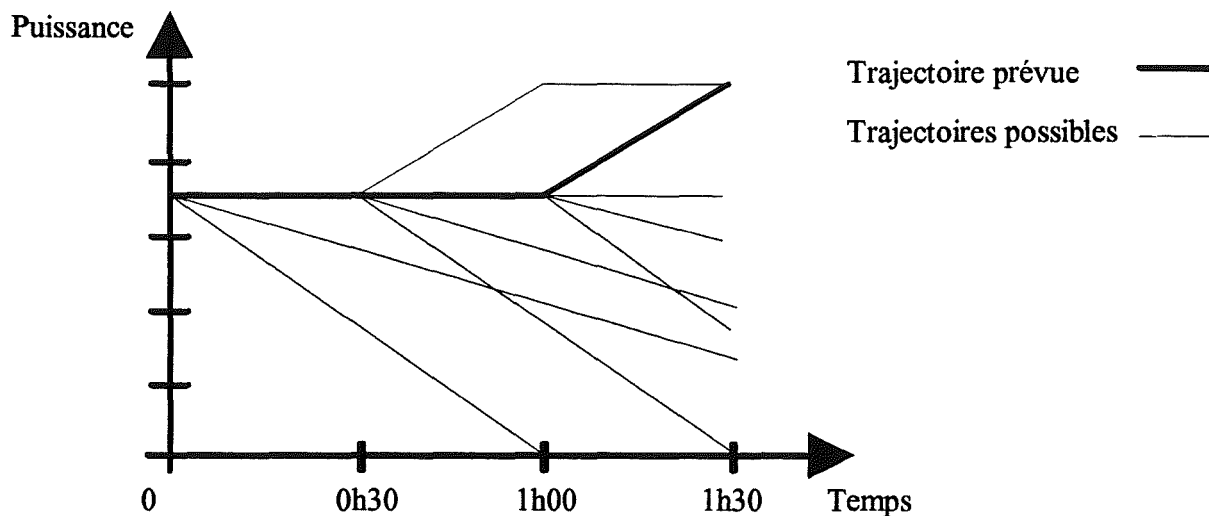


Figure XI : Exemple de graphe de fonctionnement.

Dans ces conditions, trouver des actions correctrices à apporter aux programmes de production pour résoudre le problème de la MRT revient à parcourir le graphe-somme de tous les graphes de fonctionnement des unités mobilisables.

5.1.3. Le réseau électrique de transport

Le réseau électrique de transport THT dont EDF a la gestion est très étendu et très maillé. Le modèle simplifié que nous utiliserons ne comporte pas moins de 460 noeuds de connexion pour plus de 860 branches. Comme dans tout réseau électrique, les valeurs complexes des puissances, des tensions et des transits obéissent à un ensemble d'équations non-linéaires dont la résolution s'appelle calcul de répartition (*Cf. Annexe B.I*). Du fait de la structure fortement maillée du réseau THT, une modification dans l'un ou l'autre de ses paramètres entraînera un changement des tensions, puissances et transits dans une partie importante du réseau, contrairement à ce qui se passe avec les réseaux à structure radiale ou étoilée où les modifications restent locales.

L'apparition d'un aléa et sa compensation vont entraîner, dans les valeurs des paramètres du réseau, des modifications majeures qu'il faudra soit calculer exactement, soit estimer par approximation.

Une des insuffisances des précédentes études sur la MRT est de ne pas tenir compte de la sécurité du réseau dans l'élaboration d'une solution. Notre souhait est de contribuer à l'amélioration des solutions proposées à l'opérateur en intégrant les contraintes liées au réseau électrique. Nous nous attacherons plus précisément à surveiller les transits de puissance active.

De plus, à l'issue de la compensation de l'aléa, il faudrait tester la robustesse de la solution dans une situation dégradée du réseau. Nous parlons alors d'analyse de sécurité N-k où k représente le nombre d'ouvrages (noeuds de connexion ou branches) indisponibles. Cette analyse doit être réalisée le plus vite possible et nous nous limiterons également aux transits actifs en sécurité N-1.

5.1.4. L'importance de l'opérateur

Dans le cadre de la MRT, nous ne pouvons pas substituer un ordinateur ou un automatisme à l'opérateur, car lui seul est actuellement capable de résoudre le problème par sa vision globale du sujet. Son expérience apparaît fondamentale et reste spécifique à chacun : il n'y a pas deux opérateurs qui conduisent le système de manière identique.

Cette expérience se traduit au niveau du choix des unités mobilisables, mais aussi par des objectifs essentiellement qualitatifs qui permettent de réduire les choix à faire. Parmi ces objectifs, nous pouvons trouver, par exemple, le souhait de compenser l'aléa prioritairement à tel instant plutôt qu'à tel autre, de revenir au programme initial à la fin de l'aléa, etc.

5.1.5. Bilan

Le problème de la MRT fait donc intervenir :

- des notions d'optimisation, car il faut satisfaire au mieux une série d'objectifs sous certaines contraintes,
- des notions de parcours de graphe, afin de trouver les actions correctrices à apporter aux unités en tenant compte de leurs contraintes de fonctionnement,
- des modélisations en nombres entiers (valeur des paliers de puissance des groupes) et continus (valeur des transits dans les lignes du réseau électrique),
- des spécifications qualitatives (choix de certaines unités, retour au programme initial à la fin de l'aléa...) et quantitatives (compensation de l'aléa, absence de surcharges dans le réseau...),
- la notion de temps réel.

Cette dernière notion est importante et il ne faut pas la lier à la puissance de calcul des ordinateurs. Affirmer qu'il suffit d'attendre quelques années pour résoudre la MRT par le biais d'une informatique plus puissante est irresponsable car la modélisation aura également progressée, se sera affinée, et sera donc devenue plus compliquée. Seules des améliorations apportées au processus de résolution permettront des gains de temps indépendamment de la puissance de calcul disponible.

5.2. Les outils à disposition

5.2.1. Diagnostic de MRT

Le diagnostic de MRT est un élément issu des études précédentes (SMART, AURA et CASTART) et nous le considérerons comme acquis. Nous travaillerons à partir de données obtenues à la suite de ce diagnostic qui comprend les quatre étapes suivantes [CAR-93] :

Première étape : la détection

Le calcul de l'écart entre les puissances produites et consommées est effectué en instantané à l'instant courant et en prévisionnel. Le calcul prévisionnel est un indicateur qui reflète la tendance de l'évolution du système.

Deuxième étape : l'observation

Des informations concernant l'aléa sont acquises. Elles permettent d'en caractériser :

- la nature : aléa de consommation ou de production,
- le type : surproduction (excès de puissance) ou sous-production (manque de puissance),

- l'amplitude : renseignements quantitatifs (valeur de l'aléa) et qualitatifs (brutal / lent),
- la durée prévisible,
- l'évolution probable.

Troisième étape : l'identification

Les conditions d'activation d'une MRT sont liées au niveau du réglage secondaire fréquence-puissance et à l'amplitude de l'écart entre la fréquence et sa consigne d'origine. La violation d'une, au-moins, de ces contraintes indique que les réglages automatiques ne suffisent plus à assurer l'équilibre production / demande et qu'il est devenu nécessaire de restaurer les réserves primaire et secondaire en sollicitant la MRT.

Quatrième étape : définition des courbes-guides de puissance

Une fois l'activation de la MRT décidée, il est possible de clore le diagnostic de MRT en déterminant des courbes-guides de puissance C_{min} et C_{max} . Ces courbes définissent une enveloppe énergétique à l'intérieur de laquelle le système électrique est dans un état stable. La borne inférieure est l'objectif minimal pour ramener le système à un état satisfaisant alors que la borne supérieure est l'objectif maximal à ne pas dépasser afin d'éviter une surcompensation de l'aléa.

5.2.2. Représentation des contraintes des groupes thermiques

Au sein de la plate-forme COCKPIT, le logiciel CONSPLA se charge de vérifier que les programmes de production des groupes thermiques respectent les contraintes de fonctionnement. Pour cela, CONSPLA construit, demi-heure par demi-heure, l'ensemble des programmes possibles (ou graphe de fonctionnement) pour chaque unité de production et recherche quelle est, parmi cet ensemble, la trajectoire qui ressemble le plus au programme de production initial. Le nombre de trajectoires possibles sur quatre heures (durée maximale d'un aléa) peut atteindre plusieurs dizaines de milliers...

Nous adopterons la modélisation utilisée par CONSPLA ainsi qu'une partie de ses modules pour élaborer les graphes de fonctionnement des centrales thermiques.

5.2.3. Représentation des contraintes des usines hydrauliques

Dans le cadre de notre étude, nous avons choisi d'utiliser le programme CANYON qui permet de vérifier la compatibilité des programmes des usines hydrauliques en fonction de leurs contraintes pour un niveau de puissance donné. Ainsi, par l'intermédiaire de l'interface de la plate-forme COCKPIT, nous demanderons à CANYON de déterminer les puissances

maximales et minimales susceptibles d'être dégagées par l'ensemble des usines hydrauliques d'une vallée donnée.

5.2.4. Représentation du réseau électrique de transport THT

Un des apports de notre étude sera la prise en compte des contraintes de transits actifs dans le réseau électrique THT. Pour cela, nous utiliserons le logiciel ASEC qui permet de calculer la répartition de charge dans un réseau et d'effectuer des analyses de sécurité N-1.

Il faut noter qu'il s'agit d'un programme non intégré à la plate-forme COCKPIT. La représentation des données est différente : il nous a donc fallu réaliser des passerelles de conversion de données utilisées par les deux environnements.

5.3. Principes généraux du travail réalisé

Dans ce paragraphe, nous exposons les différentes solutions que nous avons mises en oeuvre au cours de la thèse. La justification des méthodes employées se fera dans le chapitre suivant (*Cf. Chapitre II*).

5.3.1. Démarche adoptée

Nous avons opté pour une démarche pragmatique au sens où nous voulions absolument obtenir des résultats, même partiels, quitte à simplifier temporairement et exagérément le problème.

Comme nous le verrons au chapitre suivant (*Cf. Chapitre II*), la modélisation exacte du processus de résolution de la MRT conduit au constat de l'impossibilité d'obtenir une solution dans le délai de cinq minutes escompté. C'est pourquoi, nous avons décidé d'agir par étapes.

Au départ, nous simplifierons au maximum le processus de résolution. Puis, nous y apporterons, progressivement, des éléments contribuant à le rendre plus efficace. Pour chaque étape, l'analyse des résultats précédents nous permettra de déduire un nouvel élément permettant d'améliorer la méthode de résolution ou de rendre plus fine la modélisation du problème.

Notre souhait étant de réaliser un outil d'aide à l'opérateur, ce dernier doit avoir confiance dans les solutions proposées et ne pas chercher à les remettre systématiquement en cause. Aussi, notre démarche doit également permettre à l'opérateur d'utiliser son expérience.

5.3.2. Recherche des actions correctrices à appliquer lors d'une MRT

Pour résoudre le problème de la MRT, il faut d'abord rechercher les actions correctrices à apporter à chacune des unités mobilisées pour compenser l'aléa.

La modélisation privilégiée pour représenter les contraintes de fonctionnement des unités mobilisées est fondée sur des graphes. C'est pourquoi rechercher des actions correctrices visant à compenser l'aléa revient à parcourir ces graphes. Nous justifierons le choix d'utiliser un algorithme d'exploration par énumération et séparation. Ce dernier consiste à examiner toutes les possibilités et à supprimer, au fur et à mesure, celles qui ne respectent pas les objectifs et les contraintes que nous nous sommes assignés.

5.3.3. Vérification de la sécurité du réseau électrique de transport

Une fois les actions correctrices obtenues pour chacune des unités mobilisées, il faut s'assurer qu'il n'y a pas de surcharge dans les lignes.

La sécurité du réseau peut être vérifiée par différents moyens. Tout d'abord, la répartition de charge du réseau peut se calculer pour chaque solution envisagée. Ensuite, plutôt que d'employer une méthode exacte, nous pouvons essayer d'approximer les résultats recherchés. Le gain attendu se situe au niveau du temps de calcul. Pour cela, notre choix s'est porté sur la matrice des sensibilités reliant les variations de puissance aux noeuds du réseau aux variations de transits actifs dans les lignes électriques. La raison de ce choix est qu'une fois obtenue, cette matrice nous permet rapidement, à partir des modifications induites par la compensation de l'aléa, d'approximer les transits dans les lignes, et donc de détecter d'éventuelles surcharges.

6. CONCLUSION DU CHAPITRE

Au cours de ce chapitre, nous avons présenté le système de production d'EDF. Une des caractéristiques de ce procédé industriel est que l'énergie électrique ne se stocke pas : il s'agit d'un fonctionnement à flux (très) tendus. Ainsi, à tout instant, il faut équilibrer la production à la consommation (aux pertes du réseau électrique près). Mais, divers aléas empêchent la réalisation de cet équilibre et provoquent des écarts qu'il faut corriger. En fonction de la gravité de l'aléa affectant le système, nous avons vu que plusieurs dispositifs de compensation peuvent être mis en oeuvre. Certains sont actionnés de façon automatique

comme les réglages primaire et secondaire, d'autres de façon manuelle comme la Mobilisation de la Réserve Tertiaire dont la gestion est spécifique à EDF.

Seule cette dernière fait l'objet de notre étude et un rapide tour d'horizon nous a permis de faire état de trois travaux antérieurs réalisés par EDF sur ce sujet. Un bilan de ces recherches nous a montré qu'elles se distinguaient essentiellement par la place de l'opérateur dans le processus décisionnel. Cependant, aucune de ces réalisations ne peut s'intégrer dans la plate-forme COCKPIT chargée de l'ajustement des programmes de production journaliers. De plus, les contraintes de transits actifs dans les lignes du réseau électrique de transport ne sont pas prises en compte.

Aussi, nous avons défini plusieurs objectifs pour cette thèse :

- *Elaborer une fonction de MRT utilisant la structure de données de la plate-forme COCKPIT et susceptible, à terme, de s'intégrer à celle-ci.*
- *Utiliser l'expérience des opérateurs.*
- *Incorporer les contraintes de transits actifs des lignes du réseau THT dans l'élaboration de la solution.*

CHAPITRE II :

METHODE DE RESOLUTION DE LA MOBILISATION DE LA RESERVE TERTIAIRE

Pour réussir, il ne suffit pas de prévoir. Il faut aussi savoir improviser.

I. Asimov

*Quand on a compris que le malentendu est le lot de la condition humaine,
il n'y a aucune honte à se tromper, mais seulement à omettre de corriger ses erreurs.*

G. Soros

1. INTRODUCTION

Après avoir présenté le sujet de notre étude, nous justifions, au cours de ce chapitre, la méthode de résolution que nous avons employée. Tout d'abord, nous détaillons les spécifications fonctionnelles de l'outil visé à partir d'une analyse des besoins d'EDF. Par la suite et pour plus de commodités, nous nommons cet outil OMEGA pour **Outil de Mobilisation Et de Gestion de la réserve tertiaire avec Analyse de sécurité**. Puis, nous formulons mathématiquement le problème de la Mobilisation de la Réserve Tertiaire après avoir rappelé quelques définitions. Enfin, nous décrivons le principe de résolution utilisé.

2. SPECIFICATIONS FONCTIONNELLES D'OMEGA

Nous présentons les spécifications fonctionnelles d'OMEGA issues de l'analyse du cahier des charges, synthétisée à partir des besoins d'EDF pour la MRT. Parmi celles-ci, nous trouvons l'indépendance d'OMEGA vis-à-vis du modèle de fonctionnement des unités, la place prépondérante de l'opérateur au sein du processus (choix des unités mobilisables, choix de critères que la solution de MRT doit vérifier) et des exigences d'EDF que nous détaillons.

2.1. Découplage vis-à-vis des contraintes de fonctionnement des unités

Comme nous l'avons déjà signalé au premier chapitre, un des problèmes de la MRT réside dans la prise en compte des contraintes statiques et dynamiques de fonctionnement des unités de production. En effet, ces contraintes sont très complexes à gérer car elles dépendent de variables discrètes (valeurs des paliers par exemple), continues (entre autres, le temps) et même binaires (à l'image de l'indicateur d'état de marche ou d'arrêt). De plus, d'autres modélisations peuvent apparaître liées à de nouveaux types d'usine ou à de nouveaux modèles d'optimisation.

Ainsi, il est préférable de ne pas les intégrer au niveau de notre outil mais d'adopter un formalisme générique. Ce formalisme, interne à OMEGA, donne lieu à une représentation de toutes les contraintes de fonctionnement de tous les types d'unité de production. Cette représentation est initialisée à partir de données spécifiques. Par conséquent, OMEGA est indépendant des modélisations utilisées. Seul le format des données à lui fournir est à respecter.

2.2. Rôle de l'opérateur dans le processus de résolution du problème

2.2.1. Expérience de l'opérateur

Aujourd'hui, faute de pouvoir l'automatiser de manière sûre, la MRT est une fonction réalisée manuellement sur la base de l'expérience de l'opérateur. Cependant, il n'existe pas deux situations de MRT semblables car les listes des unités en fonctionnement ou mobilisables ne sont jamais identiques, la topologie du réseau électrique change, l'aléa qui provoque la MRT se répète rarement et l'heure à laquelle se produit cet aléa est... aléatoire ! Face à de telles différences, la définition *a priori* de parades "toutes faites" est illusoire.

Pourtant, tout opérateur confronté à un nouvel état de MRT doit proposer une solution et, sauf cas exceptionnel, il y parvient. A partir de sa propre expérience, il est capable de réaliser une synthèse, difficile à expliquer ou à spécifier. C'est pourquoi l'outil à développer doit être capable d'intégrer cette expérience, spécifique à chaque opérateur, dans le processus de résolution du problème de la MRT.

Essayons de déterminer les paramètres sur lesquels les opérateurs agissent en situation réelle. Nous en avons distingués trois :

- le choix des unités mobilisables,
- le choix des objectifs et des critères que la solution doit prioritairement vérifier,
- des heuristiques de "bon sens".

2.2.2. Les unités mobilisables

Face à un aléa nécessitant le recours à la réserve tertiaire, toutes les unités ne sont pas mobilisables. Ainsi, pour un aléa de sous-production (le but étant de dégager de la puissance supplémentaire par rapport au programme de production initial), les unités produisant à puissance maximale ne sont d'aucune utilité car elles ne peuvent dégager aucun MW supplémentaire. C'est un des critères que l'opérateur peut utiliser pour limiter le nombre de groupes à étudier et aboutir à un classement de ces groupes selon leur probabilité intuitive d'intervenir dans une éventuelle solution.

Il existe d'autres critères dont les plus courants sont :

- Le coût entraîné par une modification du programme de production

Ainsi, à changement de puissance identique, le coût engagé sera beaucoup plus faible pour une centrale nucléaire que pour une usine thermique.

- La souplesse d'utilisation

Une usine hydraulique dispose de contraintes de fonctionnement beaucoup moins sévères qu'une centrale nucléaire.

- Le temps de réponse de l'unité

Il correspond au laps de temps qui sépare le moment où l'ordre de modification de la consigne de production est donné et l'instant où le nouveau palier est atteint.

- La possibilité de revenir au programme initialement prévu

Cette option permet, à la fin de l'aléa, de retrouver la situation "normalement" prévue.

Malheureusement, ces critères sont souvent contradictoires. L'opérateur doit donc effectuer un classement des unités mobilisables selon son propre tri multi-critères, éventuellement aidé par un outil dont l'esprit correspond à celui de la maquette AURA (*Cf. Annexe A.II*).

De ce fait, nous avons choisi de laisser le soin à l'opérateur de fournir, comme entrée d'OMEGA, une liste, ordonnée par priorité d'utilisation décroissante, d'unités mobilisables susceptibles de participer à la solution de MRT.

2.2.3. Critères à vérifier

Une solution de MRT doit respecter un ensemble de cinq contraintes énumérées au cours du chapitre précédent (*Cf. Chapitre I - § 4*) et que nous rappelons ci-dessous :

- 1/ l'ordre de mobilisation et le choix des unités,
- 2/ les contraintes dynamiques et statiques de fonctionnement des groupes,
- 3/ minimiser le nombre d'unités mobilisées,
- 4/ les marges de sécurité,
- 5/ les contraintes imposées par le réseau de transport THT.

Parmi cet ensemble, nous pouvons remarquer que la première condition est remplie en partie par la liste des unités mobilisables fournie par l'opérateur. Nous verrons, par la suite, que la deuxième condition peut être satisfaite automatiquement par un mode de représentation judicieux, de même que la troisième. Il reste alors à remplir les quatrième et cinquième conditions.

Nous pouvons mettre en avant l'existence d'une hiérarchie parmi les contraintes imposées soit par les marges de sécurité, soit par le réseau THT. Cette classification s'établit sur deux niveaux : l'un basé sur le type de la contrainte (compensation de l'aléa, reconstitution des réserves, analyse de sécurité du réseau de transport...), l'autre sur l'instant pour lequel cette dernière doit être vérifiée (proximité d'une heure de pointe...). Elle implique aussi que la solution à rechercher doit essayer de satisfaire, avant tout, les contraintes jugées les plus urgentes.

Par la suite, nous appellerons *critère à vérifier* une contrainte pour un instant donné.

Exemples :

- Compensation de l'aléa à l'instant t_1
- Reconstitution de la réserve secondaire à l'instant t_2
- Analyse de sécurité N à l'instant t_3

La liste des critères sera ordonnée de façon décroissante par l'opérateur sur la base de son expérience et / ou avec l'aide d'un outil annexe.

2.2.4. Prise en compte d'heuristiques

Le raisonnement de l'opérateur pour déterminer une solution de MRT fait intervenir des heuristiques. Parmi ces dernières, certaines sont incorporées de façon intrinsèque dans les listes classées des unités mobilisables ou des critères à vérifier par la solution.

Exemples :

- En cas d'aléa de sous-production, l'expérience montre que les usines hydrauliques sont, en général, sollicitées aux premiers instants de l'aléa du fait de leur temps de réponse rapide. Pour favoriser l'intervention de ces unités, l'opérateur aura donc intérêt à les classer en tête de la liste qu'il fournit à OMEGA.
- Pour certains aléas, l'opérateur, se fiant à son expérience, peut décider que l'analyse de sécurité est superflue. Ainsi, le critère "Analyse de sécurité N à l'instant x " n'apparaîtra donc pas dans la liste des critères à vérifier.

L'opérateur met aussi en oeuvre d'autres types d'heuristiques. Par exemple, nous pouvons citer la recherche des actions correctrices dégageant le maximum de puissance (à la hausse ou à la baisse selon le type de l'aléa), la minimisation du nombre d'unités participant à la solution...

Nous essayerons d'intégrer directement les plus simples de ces heuristiques à OMEGA, sans faire appel à un système expert.

2.3. Synthèse du cahier des charges d'EDF

Pour résoudre le problème de la MRT, EDF ne souhaitait pas investir dans des méthodes d'optimisation sophistiquées et difficile à mettre au point dont les résultats risquaient, en outre, d'être complexes à interpréter. Donc, nous avons choisi d'adopter une démarche pragmatique en enrichissant, c'est-à-dire en complexifiant OMEGA pas à pas, à partir de l'analyse des résultats obtenus à chaque étape. Cette démarche a été le fil conducteur de tout notre travail.

Un autre prérequis d'EDF était l'obtention rapide d'une solution (cinq minutes au maximum) directement exploitable techniquement.

La troisième exigence d'EDF concernait le traitement des cas où il n'y a pas de solution. En effet, il est inconcevable de réaliser un outil qui risquerait d'annoncer finalement qu'aucune solution n'a été trouvée ! Donc, ces cas pathologiques doivent être anticipés et il faut prévoir de proposer une solution partielle lorsqu'aucune solution complète n'existe.

Dans la suite de ce rapport, nous utiliserons les termes suivants pour qualifier les solutions obtenues :

- *solution effective* : c'est la solution qui respecte tous les critères définis par l'opérateur.
- *solution imparfaite* : il s'agit d'une solution, testée par l'outil de MRT, qui ne respecte pas au moins un des critères spécifiés.
- *solution partielle* : c'est la "meilleure" des solutions imparfaites c'est-à-dire celle qui respecte le maximum de critères sans pour autant les vérifier tous.

La définition de la solution partielle suppose l'existence d'un classement des solutions imparfaites. La qualité de ces dernières est établie en fonction du dernier critère rempli, du degré de satisfaction des critères vérifiés, du nombre et du choix des unités mobilisées...

Enfin, l'outil de MRT visé doit être conçu autour d'une architecture assez ouverte pour tester, ajouter et étudier facilement de nouvelles idées. De plus, il faut avoir la possibilité de l'intégrer au sein de la plate-forme COCKPIT qui est écrit en langage C++. Pour cela, nous utiliserons une technique orientée objet qui permet l'extensibilité et la réutilisabilité du code.

2.4. Bilan des spécifications fonctionnelles d'OMEGA

Nous pouvons maintenant dresser le bilan des spécifications fonctionnelles de l'outil que nous devons mettre en oeuvre :

- être indépendant de la représentation des modes de fonctionnement (contraintes dynamiques et statiques) des différents types d'unités,
- prendre en compte l'expérience de l'opérateur grâce aux choix définis dans deux listes, l'une d'unités mobilisables et l'autre de critères à vérifier,
- fournir une solution partielle en cas d'échec,
- être rapide.

3. FORMULATION MATHEMATIQUE DU PROBLEME DE LA MRT

Au cours de ce paragraphe, nous montrons que la MRT est un problème NP-complet ce qui nous renseigne sur les méthodes de résolution à notre disposition.

3.1. Définitions mathématiques

Pour la compréhension de ce paragraphe, nous allons donner quelques définitions relatives aux problèmes d'optimisation combinatoire. Ces définitions sont, pour l'essentiel, tirées de l'ouvrage [SAK-84b].

3.1.1. Problème d'optimisation combinatoire

Un *problème d'optimisation combinatoire* est défini à partir d'un ensemble **fini** S et d'une application $f : S \rightarrow \mathbb{R}$. Il s'agit de déterminer $s_{\text{opt}} \in S$ tel que :

$$f(s_{\text{opt}}) = \text{Min } [f(s)] \text{ pour tout } s \in S$$

3.1.2. Algorithme de résolution d'un problème

Un *algorithme de résolution d'un problème* (P) donné est une procédure décomposable en opérations élémentaires, transformant une chaîne de caractères représentant les données de n'importe quel exemple du problème (P) en une chaîne de caractères représentant les résultats de (P).

3.1.3. Algorithme polynomial - Algorithme efficace

Un algorithme est dit *polynomial* si le nombre d'opérations élémentaires nécessaire pour résoudre un exemple de taille n est une fonction polynomiale en n .

Un algorithme est considéré comme *efficace* si, et seulement si, il est polynomial (c'est-à-dire qu'il peut s'exécuter en un temps limité).

3.1.4. Problème de la classe P

Un problème appartient à la *classe P* s'il existe un algorithme polynomial pour le résoudre.

On dit que les problèmes de la classe P sont *faciles* (à résoudre).

L'objet des paragraphes suivants est d'introduire la notion de problèmes difficiles dans le sens où ils ne sont pas faciles selon la définition ci-dessus.

3.1.5. Problème de reconnaissance associé à un problème d'optimisation combinatoire

Un *problème de reconnaissance* est un problème dont les résultats ne peuvent prendre que les valeurs VRAI ou FAUX.

Etant donné un problème d'optimisation combinatoire :

Trouver $s_{\text{opt}} \in S$ tel que $f(s_{\text{opt}}) = \text{Min} [f(s)]$ pour tout $s \in S$

et un nombre a , on définit le *problème de reconnaissance associé* :

Existe-t-il $s_{\text{opt}} \in S$ tel que $f(s_{\text{opt}}) \leq a$?

3.1.6. Algorithme non déterministe

Un algorithme non déterministe est caractérisé par le fait que s'il existe une manière (au-moins) d'effectuer le choix qui conduise à la réponse VRAI pour un problème de reconnaissance, c'est selon cette manière que le choix est fait.

3.1.7. Problème de la classe NP

Un problème appartient à la *classe NP* (Non Determinist Polynomial) s'il peut être résolu en temps polynomial par un algorithme non déterministe.

3.1.8. Réduction polynomiale

Soient (P_1) et (P_2) deux problèmes de reconnaissance. On dit que (P_1) se réduit (en temps polynomial) à (P_2) s'il existe un algorithme pour (P_1) qui fait appel à un algorithme de résolution de (P_2) et si cet algorithme de résolution est polynomial lorsque la résolution de (P_2) est comptabilisée comme une opération élémentaire.

3.1.9. Problème de la classe NP-complet

Un problème de reconnaissance est *NP-complet* si tout problème de la classe NP peut se réduire polynomialement à lui.

Parmi les problèmes NP-complets célèbres, nous pouvons citer le problème du voyageur de commerce et celui du sac à dos [SAK-84b].

3.2. La MRT en tant que problème NP-complet

3.2.1. Le problème NP-complet du sac à dos

On dispose de n objets ayant chacun une masse a_j et une valeur c_j (j variant de 1 à n). Il faut établir, parmi ces objets, une sélection dont la masse totale ne dépasse pas un nombre donné b et dont la somme des valeurs c_j des objets sélectionnés soit maximale.

Donc, nous recherchons un sous-ensemble $J \subset \{1, 2, \dots, n\}$ tel que :

$$\sum_{j \in J} c_j \text{ soit maximum}$$

sous la contrainte :

$$\sum_{j \in J} a_j \leq b$$

On peut démontrer que ce problème est NP-complet.

Si, à chaque objet, on associe la variable binaire x_j qui prend la valeur 1 si $j \in J$, 0 sinon, alors le problème du sac à dos peut se formuler ainsi :

$$a_1x_1 + a_2x_2 + \dots + a_nx_n \leq b$$

$$c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n = z \text{ (Max)}$$

Remarque :

La dernière ligne signifie qu'on cherche à rendre la valeur de z maximale.

3.2.2. Le problème NP-complet de la MRT

Pour démontrer que le problème de la MRT est NP-complet, nous allons essayer de nous ramener au problème du sac à dos par des simplifications qui n'ôtent rien à la généralité de notre problème.

Suivons les quatre étapes suivantes :

1/ Nous réduisons notre horizon temporel (durée de l'aléa) à un seul pas de temps.

2/ L'aléa, à cet instant considéré, s'élève à la valeur b (puissance à compenser).

3/ Nous disposons de n unités, chacune pouvant accéder à plusieurs valeurs de puissance. Nous simplifions leur fonctionnement en ne gardant qu'une seule valeur que nous notons a_j .

4/ Nous exprimons le classement effectué par l'opérateur sur les unités par un coût noté c_j . Seul ce classement est pris en compte dans l'évaluation d'une solution : il traduit la fonction objectif.

Grâce à ces hypothèses simplificatrices, le problème de la MRT apparaît sous la forme suivante :

Rechercher un sous-ensemble d'unités $J \subset \{1, 2, \dots, n\}$ tel que :

$$\sum_{j \in J} c_j \text{ soit minimum}$$

sous la contrainte :

$$\sum_{j \in J} a_j \leq b$$

Nous reconnaissons alors le problème du sac à dos même s'il s'agit ici d'une minimisation et non d'une maximisation. Nous en concluons que la version simplifiée du problème de la MRT est NP-complet donc que la version complète l'est aussi. Nous savons alors qu'il n'existe pas, à ce jour, d'algorithme polynomial pour le résoudre.

3.3. Résolution de la MRT

A priori, la méthode la plus appropriée pour résoudre le problème de la MRT est celle basée sur la programmation linéaire en nombres entiers [GAN-95]. Mais, l'étude ayant mené à la maquette CASTART a montré les limites de cette démarche. En effet, en considérant l'ensemble des contraintes de la MRT, exceptée celle relative à la sécurité du réseau, aucun algorithme n'a pu résoudre ce problème de grande taille. Les causes de cet échec sont :

- le dépassement systématique du délai de cinq minutes alloué à la résolution du problème,
- l'explosion des ressources de l'ordinateur supportant le solveur.

C'est pourquoi la modélisation de la MRT utilisée dans CASTART a dû être sérieusement réduite :

- L'horizon temporel a été restreint à 1h30.
- Seules les usines hydrauliques ont été prises en compte sur cette échelle de temps.
- Le nombre d'unités a été plafonné à une demi-douzaine.

Nous ne pouvons pas nous satisfaire d'un tel résultat car la durée de l'aléa est souvent supérieure à 1h30, les groupes thermiques doivent pouvoir participer à la solution de MRT et le nombre d'unités mobilisables est trop restreint. Il faut considérer un autre moyen pour résoudre la MRT. Aussi, nous avons dressé un bilan des techniques disponibles (Cf. *Annexe A.III*). En résumé, deux approches peuvent être adoptées : soit le problème est envisagé tel qu'il est c'est-à-dire composé de variables discrètes, soit il est considéré comme étant continu. Mais, cette dernière approche fait souvent intervenir des méthodes d'optimisation lourdes (dans lesquelles EDF ne souhaite pas investir dans le cadre de cette thèse) et le passage continu / discret est loin d'être évident (Cf. *Figure I*). De plus, nous disposerons rarement de solution partielle en cas d'échec.

Nous allons donc essayer de conserver le caractère discret de notre problème et de déterminer un principe de résolution adapté.

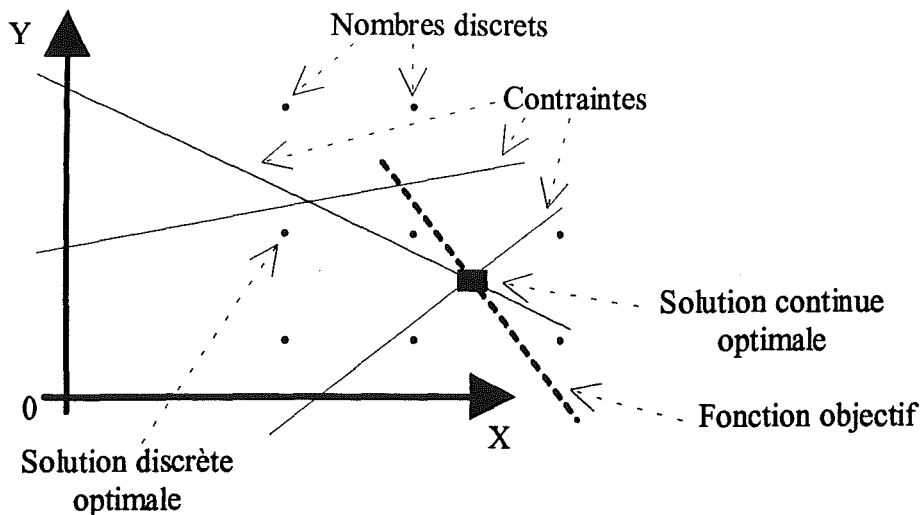


Figure 1 : Problème de la solution optimale lors du passage continu / discret.

4. PRINCIPE DE RESOLUTION UTILISE

Dans cette partie, nous cherchons à définir un espace de travail réaliste dans lequel la solution de MRT pourrait se trouver. Une fois cet espace déterminé, nous envisageons un moyen de le parcourir en utilisant un algorithme d'exploration par énumération et séparation. Nous voyons comment vérifier *ispo facto* certaines des contraintes de la MRT. Enfin, nous étudions les conséquences de l'introduction d'analyses de sécurité du réseau de transport sur le déroulement de l'algorithme.

4.1. Définition d'un espace de travail

4.1.1. Limite de l'espace défini par l'ensemble des contraintes de la MRT

L'espace sur lequel nous allons travailler est celui défini par les valeurs des puissances de chaque unité mobilisable respectant l'ensemble des contraintes de la MRT. Pour cela, il suffit de rechercher quelle solution satisfait au mieux les objectifs de la MRT.

Cependant, disposer de cet espace de travail revient à constater que nous sommes capables de construire toutes les solutions de MRT face à un aléa donné. Or, ce n'est pas le cas ! A l'heure actuelle, il n'est pas possible de construire *a priori* un tel espace dans un laps de temps raisonnable : sa construction reviendrait à savoir résoudre la MRT. Il faut donc envisager un autre espace de travail.

4.1.2. Description d'un espace de travail plus réaliste

Comme nous l'avons déjà souligné à plusieurs reprises, un des aspects les plus contraignants de la MRT est sans aucun doute la prise en compte des contraintes dynamiques et statiques de fonctionnement des unités mobilisables. Cet aspect permet de définir un ensemble de travail noté $\{E\}$. Avant de le définir plus explicitement, nous allons détailler quelques termes.

Nous appellerons :

- *Trajectoire* le programme de production suivi par une unité. Cette trajectoire obéit aux contraintes de fonctionnement du groupe.
- *Graphe de fonctionnement* l'ensemble des trajectoires qu'une unité peut suivre à partir d'un instant donné. Nous le noterons $\{GF_j\}$ pour le groupe j .
- *Combinaison de trajectoires* l'union définissant une et une seule trajectoire pour chacune des unités mobilisables.

Maintenant que nous avons posé ces définitions, nous pouvons déterminer l'espace de travail que nous allons adopter comme étant le produit cartésien de l'ensemble des graphes de fonctionnement des unités mobilisables :

$$\{E\} = \{GF_1\} \otimes \{GF_2\} \otimes \dots \otimes \{GF_n\}$$

Cela signifie que l'espace $\{E\}$ apparaît comme le graphe-somme de tous les graphes de fonctionnement c'est-à-dire comme l'ensemble des combinaisons de trajectoires possibles.

4.1.3. Taille de l'espace de travail

La taille de $\{E\}$ va directement influencer la manière de le parcourir. Procédons à une petite évaluation.

On suppose que le cardinal moyen des $\{GF_j\}$ est k (cela correspond au nombre de trajectoires que l'unité j a la possibilité d'emprunter) et que l'opérateur a sélectionné n unités mobilisables. Le cardinal de l'ensemble $\{E\}$ est donc : k^n .

Application numérique :

Typiquement, pour un aléa de 4 heures, le nombre moyen de trajectoires par unité est voisin de 50. Le nombre d'unités mobilisables peut s'élever à 15. La taille de $\{E\}$ est : $50^{15} = 3,05.10^{25}$.

A raison d'une combinaison de trajectoires par milliseconde, il faudrait 9 670 milliard d'années pour explorer $\{E\}$ en totalité !!!

Il est évident qu'il faut introduire une notion de parcours intelligent de l'espace $\{E\}$ à cause de sa très grande taille.

4.2. Parcours de l'espace de travail

L'ensemble $\{E\}$ représente, comme nous venons de le voir, un graphe, immense, à parcourir afin de trouver une solution effective ou partielle en cas d'échec. Or, il est impossible de le parcourir exhaustivement. Il faut trouver des moyens soit de réduire au maximum le temps de parcours, soit d'éliminer des pans entiers de l'espace à explorer.

Parmi les éléments de $\{E\}$, certains ne respectent pas toutes les contraintes de la MRT comme les marges de sécurité du système électrique aux différents instants, le choix et le nombre judicieux des unités mobilisées, le réseau de transport... Donc, le cheminement au sein de $\{E\}$ va être orienté en fonction du respect de ces contraintes ; le non respect de l'une de ces dernières entraînant la suppression de la partie concernée de $\{E\}$. Nous venons ainsi de décrire schématiquement le fonctionnement d'un algorithme d'exploration par énumération et séparation.

L'avantage d'un tel algorithme tient au fait que l'exploration de l'espace de travail n'est plus systématique : le temps de parcours en est donc diminué.

4.3. Algorithme d'exploration par énumération et séparation

4.3.1. Fonctionnement général de l'algorithme

Le fonctionnement général d'un algorithme d'exploration par énumération et séparation peut se décomposer en deux parties. D'une part, nous trouvons une procédure de choix qui nous permet de sélectionner un sous-ensemble de l'espace $\{E\}$. D'autre part, une procédure de séparation rend possible l'abandon ou non du sous-ensemble sélectionné.

Le détail de ces deux procédures est donné ci-dessous.

4.3.2. Guidage de l'énumération

Il y a plusieurs modes d'exploration d'un graphe. Nous trouvons :

- L'exploration en profondeur d'abord. Elle consiste à explorer le graphe en accédant le plus rapidement possibles à ses parties terminales.
- L'exploration en largeur d'abord. Contrairement au cas précédent, l'exploration débute par une évaluation systématique de tous les successeurs du point courant.
- L'exploration mixte. Elle combine les deux autres modes d'exploration.

Compte tenu de la taille de notre espace de travail, il est difficile d'envisager une exploration en largeur. Aussi, nous choisissons celle en profondeur d'abord. Sa réalisation va s'appuyer sur la liste des unités mobilisables.

Trois contraintes affectent les unités mobilisables. La première est automatiquement satisfaite avec l'utilisation de l'espace de travail $\{E\}$ puisqu'il s'agit de celle liée au fonctionnement des groupes. Les deux autres sont relatives :

- à l'ordre et au choix des groupes,
- à la minimisation du nombre de groupes mobilisés pour la solution de MRT.

La liste des unités définie par l'opérateur permet de combler partiellement l'ordre d'utilisation et le choix des groupes. Grâce à l'exploration judicieuse de $\{E\}$, nous allons satisfaire totalement les deux contraintes. Pour cela, nous devons :

- utiliser prioritairement les unités les mieux classées,
- minimiser le nombre de celles mobilisées.

Nous introduisons le terme de *combinaison d'unités* (à ne pas confondre avec celui de combinaison de trajectoires) et le définissons comme l'union de groupes mobilisables effectivement mobilisés. Cela représente un ensemble de groupes dont le programme de production reçoit une ou des actions correctrices, les trajectoires du reste des unités de la liste demeurant inchangées.

A l'image du classement des groupes effectué par l'opérateur, nous ordonnerons les combinaisons d'unités en fonction de leur priorité et de leur nombre comme dans l'exemple suivant.

Exemple :

Soient trois groupes G_1 , G_2 et G_3 classés selon cet ordre.

Nous définissons : $2^3 - 1 = 7$ combinaisons d'unités, rangées par priorité décroissante : $\{G_1\}$, $\{G_2\}$, $\{G_1, G_2\}$, $\{G_3\}$, $\{G_1, G_3\}$, $\{G_2, G_3\}$ et $\{G_1, G_2, G_3\}$.

Nous proposons alors l'exploration suivante : étudier toutes les combinaisons de trajectoires pour chaque combinaison d'unités selon l'ordre sus-mentionné. Ainsi, nous respectons l'utilisation prioritaire des unités les mieux classées et nous minimisons leur nombre.

4.3.3. Réalisation de la séparation

La séparation consiste à abandonner définitivement une partie de l'espace $\{E\}$ dont on sait, *a priori*, qu'elle ne peut pas abriter de solution effective. Elle peut être basée sur la liste des critères fournie par l'opérateur.

Supposons que, pour une combinaison d'unités donnée, la solution ébauchée vérifie les $k-1$ premiers critères de la liste mais pas le k -ième. Dans ce cas, il est inutile de poursuivre la vérification des critères suivants. Nous pouvons abandonner la partie de la solution postérieure à l'instant pour lequel était donné le k -ième critère.

Au contraire, si le k -ième critère est vérifié, alors la solution peut être développée pour essayer de valider le $(k+1)$ -ième critère.

Exemple :

On simule (Cf. Figure II) un échec sur un critère devant être vérifié à $t = 1$ sur l'ébauche notée (A). Le passage à la solution suivante ne peut qu'aboutir à l'amorce (E). Ainsi, les solutions notées (B), (C) et (D) ont été abandonnées.

A contrario, si le critère avait été vérifié, alors les solutions (B), (C) et (D) auraient pu être envisagées.

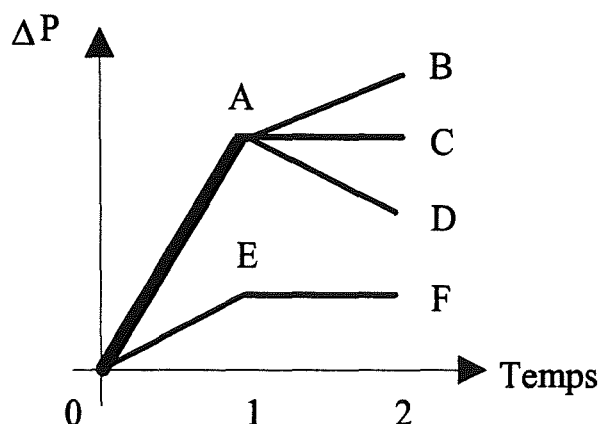


Figure II : Passage d'une solution à une autre avec abandon de solutions.

4.3.4. Conditions d'arrêt de l'algorithme

Les conditions d'arrêt d'un tel algorithme sont très simples. Soit l'espace $\{E\}$ a été balayé sans qu'il y ait de solution effective : nous sommes en situation d'échec. Soit nous disposons d'une solution effective au problème de la MRT.

Cette solution effective est, par construction, la meilleure combinaison de trajectoires vérifiant l'ensemble des critères de l'opérateur. En outre, elle fait intervenir, en minimisant leur nombre, les unités les mieux classées dans la liste fournie par ce dernier. Nous pouvons la qualifier d'optimale selon les objectifs et les contraintes que nous lui avons assignés.

4.3.5. Résultat(s) en cas d'échec

Face à une situation d'échec, il faut pouvoir proposer à l'opérateur une solution partielle respectant un maximum des critères spécifiés par l'opérateur.

Or, comme nous l'avons décrit plus haut, l'exploration de l'espace $\{E\}$ conduit à abandonner des ébauches de solutions en cours de route. Ces parties peuvent être stockées et classées : elles constituent ce que nous avons appelé des solutions imparfaites. Cependant, en regard de la taille de $\{E\}$, il est illusoire de vouloir toutes les conserver : seul un nombre restreint de solutions, sur lesquelles un tri doit être effectué, peut être retenu.

Les performances atteintes par chaque solution permettent de réaliser le tri en question. Elles sont fonction du nombre d'unités mobilisées, de leur priorité, du rang du dernier critère réussi et du degré de satisfaction du critère non vérifié.

4.3.6. Avantages

Les avantages de l'algorithme d'exploration par énumération et séparation sont multiples :

- 1/ L'opérateur dispose toujours d'une solution même partielle.
- 2/ L'ajout d'heuristiques est possible et facile car il intervient lors de l'exploration de $\{E\}$.
- 3/ L'expérience de chaque opérateur peut être assimilée via les listes d'unités mobilisables et de critères à vérifier.
- 4/ Le principe de l'algorithme répond parfaitement à la démarche pragmatique que nous nous proposons de suivre (facilité de compréhension, extensibilité, obtention de résultats).

4.3.7. Limites de l'algorithme

Des limites existent cependant :

- 1/ La rapidité d'un tel algorithme est à démontrer.
- 2/ Bien que le coût soit pris en compte en partie dans le classement des unités mobilisables, la solution retenue peut ne pas être un optimum du point de vue économique.

4.4. Problème de l'intégration de l'analyse de sécurité du réseau de transport

4.4.1. Introduction

Une des nouveautés apportée par notre étude est l'ajout d'une contrainte relative à la sécurité N du réseau. Il s'agit d'une contrainte forte pour plusieurs raisons. Elle peut notamment remettre en cause l'utilisation d'une unité. Par exemple, si, pour une cause quelconque, une unité est raccordée à quelques lignes dont le transit est élevé, alors il devient délicat d'augmenter la puissance de ce groupe sous peine de provoquer une ou des surcharges dans ces lignes. Cela revient à éliminer l'unité en question du processus de résolution.

Dans la suite de ce paragraphe, nous détaillons comment une analyse de sécurité peut se faire puis, nous essayons de l'intégrer au sein de l'algorithme d'exploration. Enfin, nous expliquons comment nous procédons.

4.4.2. Réalisation d'une analyse de sécurité à un instant donné

Une analyse de sécurité consiste à détecter les contraintes qui affectent un réseau électrique pour une configuration donnée (c'est-à-dire à topologie, puissances produites et consommées fixées) à un instant donné. Ces contraintes sont les surcharges de transits dans les lignes, le plan de tension, le dépassement des puissances réactives minimales ou maximales des unités de production...

Pour réaliser cette opération, le moyen le plus simple est de calculer la répartition de charge du réseau puis de comparer les valeurs obtenues avec les limites tolérées. Des méthodes très performantes de calcul de répartition existent (*Cf. Annexe B.I*). Cependant, dans certains cas où la rapidité est un critère important, il faut utiliser des moyens plus sophistiqués évitant de refaire des calculs inutiles. Ce sont, en général, des approximations basées sur des facteurs calculés préalablement et / ou remis à jour en fonction des besoins.

Dans le cadre de notre étude, l'analyse de sécurité du réseau nous conduit à deux problèmes. Il faut d'abord détecter les contraintes et, ensuite, éviter de faire de nombreux calculs.

Pour la détection des contraintes, nous nous limiterons à celles liées aux transits actifs. Pour échapper à la répétition des calculs, nous essayerons d'éliminer les surcharges dans les lignes en modifiant les valeurs des programmes des unités mobilisables.

Remarque :

Les corrections pour supprimer les surcharges sont restreintes, dans notre étude, aux actions sur les unités en MRT. Il faut savoir que d'autres corrections, comme le délestage de consommation ou le changement de topologie du réseau, sont possibles. Cependant, EDF ne souhaite pas les utiliser dans cette étude. En effet, le délestage est à éviter vis-à-vis des clients. Quant au changement de topologie, il implique des calculs complexes pour vérifier que la sûreté du réseau n'est pas atteinte pendant la durée de l'aléa mais aussi après.

4.4.3. Intégration au sein de l'algorithme d'exploration

Dans le fonctionnement de l'algorithme d'exploration que nous avons détaillé plus haut, l'analyse de sécurité peut apparaître comme un critère de séparation : soit la combinaison de

trajectoires n'occasionne aucune surcharge à l'instant considéré, soit elle en provoque et, dans ce cas, il faut abandonner cette combinaison au profit d'une autre.

Deux modes de séparation sont concevables. Le premier, le plus abordable, consiste à signaler que la combinaison de trajectoires n'est plus valide à partir de l'instant pour lequel l'analyse de sécurité est réalisée. Cependant, il serait souhaitable de l'éviter car il est gourmand en temps de calcul puisque le calcul ou l'approximation nécessaire pour détecter les surcharges serait effectué pour chaque solution. A l'inverse, une deuxième méthode, plus efficace, serait de modifier la combinaison de trajectoires courante de telle façon que les corrections apportées éliminent les surcharges. Mais, l'inconvénient d'un tel mode est d'entrer en conflit avec le fonctionnement de l'algorithme qui voit la partie de l'espace sur laquelle il travaille modifiée.

Néanmoins, nous proposons d'étudier rapidement une méthode qui accomplit ces corrections.

4.4.4. Méthode de correction

Une solution au problème de la MRT est basée sur un ensemble d'actions correctrices apportées aux consignes de production d'un certain nombre d'unités, donc de variations de puissance par rapport aux programmes initialement prévus. Ces variations vont modifier la répartition de charge du réseau électrique et entraîner à leur tour des modifications dans les transits actifs des lignes.

Les variations de puissance et de transits sont reliées par des équations non-linéaires. Mais, moyennant quelques hypothèses, nous pouvons trouver une relation linéaire entre les deux et déterminer une matrice de sensibilités reliant les variations de puissances actives à celles de transits dans les lignes (*Cf. Annexe B.II*). Cette matrice, calculée hors ligne, peut s'utiliser de différentes façons. Nous en retiendrons deux.

Premièrement, elle peut s'employer pour approximer rapidement les variations de transits. Donc, par essais successifs ou en orientant le choix des unités sur lesquelles agir, nous pouvons corriger la solution afin qu'elle n'induisse plus de surcharge.

Deuxièmement, nous pouvons considérer la matrice des sensibilités comme les coefficients des contraintes d'une programmation linéaire qu'il faut résoudre. Se posent alors de nouveau les problèmes déjà évoqués sur le choix de la méthode de résolution et sa complexité, sur le passage continu / discret... Nous préférons, pour l'instant, laisser cette approche de côté.

5. CONCLUSION DU CHAPITRE

Dans ce chapitre, nous avons défini les spécifications fonctionnelles de l'outil de MRT, appelé OMEGA, attendu par EDF. Lors de l'analyse de ces spécifications, nous avons choisi d'intégrer l'expérience de l'opérateur via deux listes à fournir à l'outil : l'une ordonnant par priorité décroissante les unités mobilisables et l'autre classant également par ordre décroissant les critères que la solution de MRT devra vérifier. Ces listes peuvent être établies directement par l'opérateur ou avec l'aide d'un outil annexe.

En outre, lorsqu'une situation où l'outil se révèle incapable de fournir une solution effective (délai de cinq minutes écoulé, critères trop contraignants...) est rencontrée, il s'est avéré opportun de ne pas laisser l'opérateur sans solution et de lui proposer une solution partielle vérifiant un maximum de critères.

Grâce à la formulation mathématique du problème de la MRT, nous avons montré qu'il appartenait à la classe NP-complet et qu'il n'existait pas d'algorithme polynomial pour le résoudre. Une étude bibliographique (*Cf. Annexe A.III*) nous a permis d'évaluer les différentes méthodes d'optimisation combinatoire. Mais, en général, ces dernières ne respectent pas les attentes d'EDF.

C'est pourquoi nous avons décidé d'utiliser un algorithme d'exploration très simple. Nous sommes arrivés à cette conclusion à partir de l'observation de l'espace des solutions du problème de la MRT. Cet espace se révélant impossible à construire *a priori*, nous l'avons étendu à celui, plus général, des combinaisons de trajectoires respectant, de fait, les contraintes statiques et dynamiques de fonctionnement des unités. L'exploration de cet ensemble est alors assimilée à un parcours de graphe dont certaines parties, ne respectant pas les critères définis par l'opérateur, sont élaguées en cours de route. Elle est guidée par l'exploitation de la liste des groupes mobilisables qui reflète l'expérience de l'opérateur.

Par rapport aux autres études menées sur la MRT, la prise en compte de la sécurité du réseau de transport est une nouveauté. Nous avons décrit rapidement comment elle pourrait être incorporée à l'algorithme via un calcul de répartition ou une approximation basée sur une matrice de sensibilités.

Les chapitres suivants illustrent la mise en oeuvre de l'algorithme que nous avons décrit.

CHAPITRE III :

MODELISATION DE L'OUTIL D'AIDE A
LA MOBILISATION DE LA RESERVE TERTIAIRE :
OMEGA

*Il vaut mieux prendre des décisions audacieuses et risquer de se tromper
plutôt que de tergiverser sans fin et avoir raison trop tard.*

M. Moats Kennedy

1. INTRODUCTION

Après la formulation du principe de résolution de la MRT au chapitre précédent, nous présentons la modélisation informatique de l'outil OMEGA. Il s'agit en fait du maillon ultime d'une très longue chaîne d'outils nécessaires au traitement de la MRT.

Le problème de la MRT est assez complexe à gérer car il fait intervenir le temps, des unités de production, des graphes de fonctionnement pour chaque unité, des critères variables, etc. Pour chaque catégorie de données, une hiérarchie se distingue. Ainsi, une unité de production peut se décomposer en centrales thermiques d'une part et, d'autre part, en vallées elles-mêmes composées d'usines hydrauliques. Cette hiérarchie se prête bien à la modélisation objet d'autant plus que la masse de données à gérer atteint une taille très importante.

C'est donc dans un souci de clarté et de facilité de gestion que nous avons opté pour la programmation orientée objet. Un autre avantage est la facilité avec laquelle les modules déjà écrits peuvent être réutilisés et leurs propriétés étendues.

Nous explicitons alors la modélisation des données et des algorithmes que nous avons réalisée en langage C++. Le choix de ce langage a été motivée par :

- son utilisation courante (dont la plate-forme COCKPIT),
- sa normalisation et sa pérennité,
- sa facilité d'accès,
- sa possibilité de se connecter à des langages classiques via des appels de procédures.

2. NOTIONS SUR LA PROGRAMMATION ORIENTEE OBJET

2.1. Introduction

Les notions qui suivent sont une synthèse de quelques années de pratique, de lecture de différents ouvrages (en particulier, nous citerons : [DELA-93] et [PRA-96]) et de cours. Nous avons essayé de les exposer dans un esprit le plus pratique possible en les agrémentant d'exemples afin d'en faciliter la lecture et la compréhension.

Pour les lecteurs habitués à la manipulation de la programmation orientée objet, nous précisons que nous employons le vocabulaire propre au langage C++. En particulier, nous parlons :

- de *données membres* pour décrire les membres de la structure de données associées à la classe,
- de *fonctions membres* pour désigner les méthodes.

Au cours de ce paragraphe, nous opposons programmation structurée et programmation orientée objet, abrégée en POO. Notre choix, justifié dans l'introduction de ce chapitre, s'oriente vers une méthode objet et nous précisons alors les techniques employées dans OMEGA.

2.2. Programmation structurée

La programmation structurée repose sur l'équation dite de Wirth :

$$\text{Programme} = \text{Algorithme} + \text{Structure de données}$$

C'est elle qui est utilisée, en général, avec les langages scientifiques classiques comme C, FORTRAN ou Pascal.

Cependant, un problème vient du fait que le programme intègre directement la structure des données. Ainsi, toute remise en cause de cette dernière induit une refonte totale du programme.

De plus, toute tentative de réadaptation ou de réutilisation de l'algorithme se heurte également à cette structure qui n'est plus forcément adaptée : le formalisme des données à changer, le type n'est plus le même, etc.

Cette conception de la programmation s'oppose à notre souhait de bâtir notre outil progressivement en utilisant les éléments précédemment acquis. C'est pourquoi il apparaît nécessaire d'envisager un autre type de programmation fondée sur le concept d'objet.

2.3. Programmation orientée objet (POO)

La POO fait apparaître plusieurs nouveaux concepts fondamentaux dont ceux d'objet, de classe et d'héritage ou dérivation que nous utiliserons au cours de notre étude. Les explications qui suivent ont été découplées de tout langage et se veulent avant tout générales.

2.3.1. La notion d'objet

L'idée d'objet est fondée sur l'association entre des données et des méthodes :

$$\text{Objet} = \text{Données} + \text{Méthodes}$$

Les méthodes peuvent être définies comme étant des procédures qui agissent sur les données. Ainsi, toute action sur ces données ne peut se faire que par l'intermédiaire de la méthode adéquate, à l'exclusion de tout autre moyen. On parle d'encapsulation des données car il y a véritablement un découplage entre l'interface structurelle (les données) et l'interface comportementale ou fonctionnelle (les méthodes).

Exemple :

Un objet O est constitué d'une variable entière i et de trois méthodes : l'une pour initialiser i à zéro (*Initialiser*), l'autre pour incrémenter i d'une unité (*Incrémenter*) et la dernière pour afficher la valeur contenue dans i (*AfficherValeur*).

Le tableau suivant permet de comprendre les différences entre programmations structurée et POO au niveau de l'utilisateur.

Opérations	Programmation structurée	Programmation orientée objet
Initialisation	$i = 0$	$O.Initialiser$
Incrémentation	$i = i + 1$	$O.Incrémenter$
Affichage	Afficher le nombre entier i	$O.AfficherValeur$

L'avantage premier de l'encapsulation des données est qu'un changement de la structure de ces dernières n'affecte pas l'aspect externe de l'objet : l'utilisateur le "perçoit" toujours de la même façon.

Exemple :

Dans le tableau précédent, si la structure de la variable i passe d'une représentation d'un nombre entier à un nombre complexe caractérisé par ses parties entière, notée x , et imaginaire, notée y , alors on obtient :

Opérations	Programmation structurée	Programmation orientée objet
Initialisation	$x = 0$ $y = 0$	$O.Initialiser$
Incrémentation	$x = x + 1$ $y = y + 1$	$O.Incrémenter$
Affichage	Afficher le nombre complexe	$O.AfficherValeur$

Les algorithmes qui utilisaient l'objet *O* continueront de fonctionner sans aucune modification.

2.3.2. La notion de classe

Une classe est une description d'un ensemble d'objets qui possèdent une structure de données communes et disposent également de méthodes identiques.

Remarque :

Il faut faire attention à cette définition. En effet, dans une classe, seule la structure de données est commune : les données contenues dans ces structures restent spécifiques à chaque objet. Par contre, les méthodes sont effectivement partagées par tous les objets d'une même classe.

La notion de classe est à la POO ce que la notion de type est aux autres langages classiques (par exemple, *int* ou *INTEGER* est le type représentant les entiers en C ou en FORTRAN). Un objet est alors une variable d'un tel type de classe. Mais, plutôt que de parler de variable d'une classe pour désigner un objet, nous préférons utiliser le terme d'instance.

Exemple :

Reprenons l'exemple précédent où nous définissions l'objet *O*. On peut dire que cet objet est une instance d'une classe que nous appellerons la classe *ENTIER*. L'instanciation de l'objet *O* s'est faite à l'image des instructions "*int i*" ou "*INTEGER I*" des langages C et FORTRAN par la déclaration : "*ENTIER O*".

2.3.3. La notion d'héritage ou de dérivation

La dernière notion que nous abordons est celle d'héritage ou de dérivation. L'héritage permet de définir une nouvelle classe à partir d'une classe déjà existante dont la structure de données et les méthodes sont réutilisées en totalité. L'intérêt d'une telle opération serait limité si nous nous contentions de cette caractéristique. Ce n'est pas le cas puisque la nouvelle classe peut se voir enrichie de donnée(s) supplémentaire(s) et / ou de méthode(s) inédite(s) tout en continuant à utiliser toutes les anciennes opérations de la classe de base sans aucun problème.

Exemple :

Dans l'exemple de la classe *ENTIER* décrite plus haut, nous souhaitons ajouter une nouvelle méthode permettant de décrémenter la variable *i*. Pour cela, plutôt que de modifier la classe *ENTIER*, nous allons la dériver pour obtenir une classe *ENTIER_BIS*

dans laquelle nous définissons une méthode nommée *Décrémenter* qui diminue *i* d'une unité. Ainsi, cette nouvelle classe permet, comme la classe dont elle hérite, d'initialiser, d'incrémenter et d'afficher la variable *i* mais, en plus, elle peut aussi la décrémenter.

Le procédé de dérivation peut se poursuivre autant de fois qu'il est nécessaire sur la nouvelle classe créée. Ainsi, une classe C peut être dérivée d'une classe B qui elle-même hérite d'une classe A.

2.4. Programmation orientée objet et C++

Dans le cadre de notre étude, nous utiliserons le langage de programmation C++ qui est orienté objet. Aux puristes de l'objet, nous concéderons que C++ n'est pas dédié à la POO pure comme peuvent l'être des langages tels que Smalltalk ou Eiffel. Cependant, il dispose de tous les éléments nécessaires à l'application de la philosophie objet et nous conviendra tout à fait.

Comme tout langage orienté objet, C++ possède la notion de classe. Celle-ci est composée de deux parties descriptives : l'une pour la structure des données et l'autre pour les méthodes. Au niveau du vocabulaire, nous utiliserons des synonymes propres au C++ que nous avons déjà introduits :

- les *données membres* représentent les membres de la structure de données associées à la classe,
- les *fonctions membres* décrivent les méthodes.

L'héritage est également disponible en C++ sous plusieurs formes que nous aborderons en temps voulu.

2.5. Techniques de POO utilisées dans OMEGA

2.5.1. Polymorphisme ou surdéfinitions des fonctions membres

Dans certaines situations, il est pratique de disposer d'une fonction unique ayant des propriétés différentes selon le contexte d'utilisation. Ainsi, cette fonction est dupliquée en plusieurs méthodes possédant toutes le même nom mais dont le nombre et / ou le type d'arguments sont différents : elle est surdéfinie. L'ensemble des fonctions obtenues est surchargé ou polymorphique.

Exemple :

Considérons de nouveau l'exemple de la classe *ENTIER*. L'incréméntation de la variable *i* se fait unité par unité. On peut souhaiter disposer d'une fonction qui augmente cette variable d'une valeur transmise en argument. On surdéfinit alors la méthode *Incrémenter* ce qui donnera les deux propriétés suivantes :

- *Incrémenter ()* réalisera l'opération : $i = i + 1$,
- *Incrémenter (j)* effectuera le calcul : $i = i + j$ où *j* est une valeur entière.

Remarque :

C++ permet de s'affranchir de telles surdéfinitions par l'utilisation de valeur par défaut. Ainsi, l'utilisateur dispose de la fonction *Incrémenter (j = 1)*. S'il l'appelle sans spécifier de valeur pour *j*, alors l'opération réalisée sera : $i = i + 1$ (valeur par défaut). Au contraire, s'il donne une valeur à *j*, alors le calcul suivant sera effectué : $i = i + j$.

La surdéfinition ne s'applique pas seulement au sein d'une classe. En effet, lorsqu'une classe est dérivée d'une autre, elle hérite de toutes les méthodes de la classe de base. Cependant, ces dernières peuvent ne plus être tout à fait adaptées et / ou posséder une signification différente à cause des propriétés de la nouvelle classe. Il faut alors substituer une méthode de la classe-mère par une autre. Il s'agit également d'une surdéfinition mais, dans ce cas précis, on emploie volontiers le terme de spécialisation de la méthode. La fonction surdéfinie au sein de la classe dérivée masque alors celle de la classe de base qui ne pourra être appelée que de façon explicite.

Exemple :

Supposons que nous ne pouvons pas modifier la classe *ENTIER* comme nous l'avons fait précédemment. Alors nous pouvons dériver cette classe et obtenir la classe *ENTIER_BIS* à laquelle nous ajoutons la méthode *Incrémenter (j)* réalisant le calcul : $i = i + j$.

Si une instance *O* de la classe *ENTIER_BIS* est déclarée, alors la déclaration :

- *O.Incrémenter (25)* fera appel à la méthode de la classe *ENTIER_BIS* et augmentera *i* d'une valeur de 25.
- Par contre, *O.Incrémenter ()* engendrera une erreur lors de la compilation car la classe *ENTIER_BIS* ne possède pas une telle fonction ne prenant pas d'argument contrairement à la classe de base *ENTIER*. Mais, la fonction correspondante de cette dernière a été masquée lors de la surdéfinition dans la classe *ENTIER_BIS*. Ainsi, pour appeler la méthode *Incrémenter ()* de la classe *ENTIER*, il faudra le spécifier explicitement en faisant intervenir un opérateur de résolution de portée. En C++, cela donnera pour notre objet *O* : *O.ENTIER :: Incrémenter ()*. En conséquence, la

variable *i* sera incrémentée d'une unité par la fonction *Incrémenter ()* de la classe *ENTIER*.

2.5.2. Patrons de classe

L'un des attraits de la philosophie objet est la facilité avec laquelle des objets peuvent être réutilisés. Cependant, au fur et à mesure que la bibliothèque d'objets augmente, il est facile de se rendre compte que certains d'entre eux ne diffèrent que par le type de leur structure de données.

Exemple :

La définition d'une classe *Vecteur* spécifiera les méthodes d'addition et de soustraction vectorielles et scalaires, de multiplication et de division scalaires... La structure de données sera composée de deux variables : l'une, entière, stockera la taille du vecteur et l'autre sera un tableau où seront conservées les valeurs du vecteur. Mais, ce tableau doit appartenir à un type : entier, réel, complexe ou autres. Il existe donc autant de classe *Vecteur* qu'il existe de type pour le tableau des valeurs.

Il est clair que cette gestion manque d'efficacité car elle oblige à réécrire des lignes de code dont la seule différence consistera en un changement de type des valeurs du tableau.

C++ propose une notion permettant d'éviter une telle redondance de code. Il s'agit du concept de patron de classe.

Un patron de classe définit une famille de classes paramétrées par un ou plusieurs types.

Exemple 1 :

Dans le cas énoncé ci-dessus, l'instanciation, c'est-à-dire la déclaration, d'un objet de la classe *Vecteur* se fera en spécifiant le type du vecteur souhaité (entier, réel, complexe...) dans la limite des types acceptables. Ainsi, on évitera de déclarer des vecteurs de caractères car les opérations algébriques risqueraient de montrer quelques lacunes !!!

Exemple 2 :

A l'image des vecteurs, nous avons souvent besoin d'utiliser des listes, regroupées au sein de classes, dont les éléments constitutifs peuvent être quelconques comme des listes d'usines hydrauliques, de critères définis par l'opérateur, de solutions imparfaites, etc. Les points communs entre toutes ces classes sont la gestion de la liste : ajouter un élément, pointer sur l'élément suivant / précédent, effacer un élément... Bref, il s'agit de

l'application caractéristique d'un patron de classe dont le type est celui des éléments de la liste.

2.5.3. Fonctions virtuelles

La notion de fonction virtuelle n'est pas évidente à définir simplement. C'est pourquoi nous préférons l'expliquer en l'illustrant par un exemple.

Prenons le cas d'une liste, déclarée en utilisant le concept de patron de classes, contenant des éléments de la classe *X*. Elle peut naturellement contenir des objets de la classe *X* mais aussi des objets de classes dérivées issues de *X*.

Supposons que la classe *X* définisse une fonction membre *AfficherObjet* qui affiche les propriétés de l'objet courant. De même, chaque classe dérivée surdéfinit cette fonction afin de tenir compte des spécificités de chacune.

Dans ce cas, le programme suivant :

```
x est un pointeur sur un objet de la classe X
POUR i = 1 à Nombre d'éléments de la liste
    x = i-ème élément de la liste
    APPELER AfficherObjet de l'élément x
FIN POUR i
```

n'aura pas l'effet escompté. En effet, la fonction membre appelée sera toujours celle de la classe *X* mais jamais celle des classes dérivées. Pour comprendre ce phénomène, il faut regarder comment opère C++. Lors de la compilation du programme, C++ détecte trois événements :

- 1/ Un objet *x* de la classe *X* a été déclaré.
- 2/ A cet objet est affecté un élément d'une liste constituée d'objets de la classe *X*.
- 3/ La fonction *AfficherObjet* est appelée.

Pour C++, il est donc clair que l'objet *x* ne peut être, après son affectation par un élément de la liste, qu'une instance de la classe *X*. Ceci provoque de fait l'appel de la méthode *AfficherObjet* de cette même classe. Le C++ a réalisé, lors de la compilation du module, une ligature statique entre l'objet *x* et la fonction *AfficherObjet* de la classe *X*.

Pour pouvoir obtenir l'appel de la méthode adéquate correspondant au type réel de l'objet *x*, c'est-à-dire celui du *i*-ème élément de liste, il faut que le choix de la méthode se fasse lors de l'exécution du programme. A ce moment-là, C++ connaît précisément le type de *x*. Il y a eu ligature dynamique entre *x* et la fonction *AfficherObjet* de la "bonne" classe.

Pour produire un tel comportement, la méthode *AfficherObjet* doit être déclarée virtuelle au sein de la classe *X* et éventuellement au sein des classes dérivées si elles sont elles-mêmes dérivées à leur tour. Ainsi, le bon appel sera effectué au bon moment.

2.5.4. Classes abstraites

La dernière notion que nous mettrons en oeuvre dans notre projet est celui de classe abstraite. Par définition, une classe abstraite ne peut pas être instanciée car elle possède une ou plusieurs fonctions qualifiées de virtuelles pures. L'intérêt de ce phénomène est que, d'une part, toute déclaration d'un objet de cette classe conduit à une erreur lors de la compilation du module et, d'autre part, toute sous-classe possède ces fonctionnalités.

Ces fonctions sont un peu particulières car elles sont déclarées au sein de la classe (on connaît leur nom) mais non définies (on ne sait pas ce qu'elles peuvent faire).

Donc, une classe abstraite doit obligatoirement être dérivée pour pouvoir être utilisée. Dans la classe dérivée, la fonction virtuelle pure doit alors, absolument, être définie sinon, elle doit être déclarée virtuelle pure et la classe dérivée devient à son tour abstraite.

Exemple :

Définissons la classe *FORME_GEOMETRIQUE* dans laquelle nous déclarons une fonction virtuelle pure nommée *CalculerSurface* qui permet, comme son nom l'indique, de calculer la surface d'une forme géométrique. La classe *FORME_GEOMETRIQUE* est donc abstraite. Nous la dérivons pour obtenir la classe *QUADRILATERE* que nous conservons abstraite : la fonction *CalculerSurface* reste virtuelle pure. Aucune des ces deux classes ne peut être instanciée.

A partir de la dernière classe, nous dérivons trois classes : *RECTANGLE*, *CARRE* et *TRAPEZE*. Nous définissons alors la fonction *CalculerSurface* en fonction de la classe. Ces trois classes peuvent être instanciées.

3. MODELISATION DES DONNEES ET DES ALGORITHMES

Au cours de ce paragraphe, nous décrivons les éléments de base sur lesquels nous avons bâti notre outil. Il s'agit d'une liste chaînée, des unités mobilisables, des graphes de fonctionnement, des critères à vérifier par la solution de MRT et des algorithmes.

Pour chacune de ces modélisations, nous avons mis en oeuvre, grâce au langage C++, les concepts de POO que nous venons d'énoncer.

3.1. Définition d'une liste chaînée

En abordant la MRT, nous constatons qu'un nombre important de données peut se mettre sous la forme de listes. A titre d'exemple et en vrac, nous citerons les listes des unités mobilisables, des noeuds affectés par l'aléa, des critères définis par l'opérateur, des solutions imparfaites déterminées au cours de l'exploration, des points de fonctionnement dans les graphes des unités, etc.

La nécessité de disposer d'une liste chaînée (car reliant ses éléments constitutifs entre eux) pour chaque entité apparaît clairement.

Plusieurs solutions sont possibles. Nous pouvons créer :

- 1/ une liste pour chaque objet. Mais, cette approche va nous conduire à une redondance de code importante puisqu'il faudra réécrire la gestion de la liste systématiquement.
- 2/ une liste dont la nature de l'information associée à chaque élément de la liste est quelconque. La liste pour chaque donnée est alors obtenue par dérivation de cette liste et de la classe adéquate. Il s'agit d'un héritage multiple car la classe obtenue possède deux parents. Même si la gestion est moins lourde que celle de l'approche précédente et peut être envisagée pour des projets de petite envergure, elle est pénalisante dans le cadre d'une étude plus conséquente. En effet, l'héritage multiple revient à créer une nouvelle classe qu'il faut donc déclarer et définir d'où un nombre de lignes de code non négligeable.
- 3/ une liste dont la nature de l'information associée à chaque élément de la liste est quelconque (à l'image de la précédente) mais sur la base d'une classe patron. Dans ce cas, la liste de chaque entité est obtenue par instanciation de cette classe patron. L'avantage de cette idée réside dans le fait qu'elle ne nécessite que la définition et la déclaration de la classe patron.

La solution que nous retenons est la troisième [BOL-95].

Exemple :

Le patron de classe de la liste s'appelle *abLISTE <T>* où *<T>* est le type de la liste. Nous avons, par ailleurs, une classe *Unités* modélisant les unités de production. L'instanciation d'un objet *O* représentant une liste chaînée de groupes de production est réalisée simplement par l'instruction suivante : *abLISTE <Unités> O*. L'objet *O* dispose alors de toutes les propriétés définies par la classe patron.

3.2. Les unités mobilisables

3.2.1. Caractéristiques

Une unité de production en MRT est caractérisée par plusieurs informations :

- son nom,
- le nom du noeud auquel elle est connectée sur le réseau de transport THT,
- un programme de production initialement prévu que nous appellerons par la suite programme de référence,
- un ensemble de points de fonctionnement accessibles dans le temps depuis le début de l'aléa et que nous avons défini au cours du chapitre précédent comme étant un graphe de fonctionnement (*Cf. Chapitre II - § 4*),
- un type de modélisation.

Comme nous avons décidé de découpler OMEGA vis-à-vis des contraintes de fonctionnement (*Cf. Chapitre II - § 2*), nous pouvons scinder, *a priori*, les unités en deux types : les groupes thermiques et les usines hydrauliques.

Remarque :

Nous verrons lors de la présentation du logiciel CONSPLA (*Cf. chapitre IV - § 4*) que les groupes thermiques sont répartis, actuellement, au sein de cinq catégories qui deviennent transparentes grâce à la généricité de notre mode de représentation des graphes de fonctionnement.

3.2.2. Premier problème : le nombre d'unités à gérer

Lors de la présentation du système de production d'EDF (*Cf. Chapitre I*), nous avons avancé quelques chiffres. Ainsi, le nombre de groupes thermiques s'élève aux environs d'une centaine contre plus de mille pour les usines hydrauliques. Il devient impossible de gérer un tel ensemble par rapport aux contraintes de notre problème. Aussi, adoptons nous la technique utilisée dans la plate-forme COCKPIT : nous regroupons les usines selon leur vallée d'appartenance. De plus de 1 000 entités, nous passons à une vingtaine de vallées.

Non content de diminuer le nombre de données à gérer, cette modélisation nous permet également de minimiser le nombre d'unités intervenant dans les calculs. Effectivement, l'objectif prioritaire d'OMEGA est de compenser l'aléa affectant le système c'est-à-dire trouver de la puissance à la hausse ou à la baisse. Or, il est plus rapide, par exemple, de calculer 1 000 MW en faisant intervenir 5 vallées produisant chacune 200 MW que par l'intermédiaire de 50 usines hydrauliques ne produisant chacune que 20 MW.

3.2.3. Deuxième problème : la connexion aux noeuds du réseau THT

Cependant, l'adoption de ce classement groupes thermiques / vallées met en défaut une des caractéristiques mentionnées plus haut. Le nom du noeud de connexion sur le réseau THT n'a plus de sens pour une vallée ! Pourtant, nous avons besoin de cette information dans le cadre de l'analyse de sécurité. Donc, il faut conserver, quelque part, la liste des usines hydrauliques composant une vallée avec leur noeud de connexion.

Lorsqu'il spécifiera qu'une vallée est mobilisable, nous demanderons à l'opérateur de définir aussi les usines hydrauliques qui la constituent.

3.2.4. Bilan de la représentation des unités en MRT

Finalement, nous optons pour le découpage suivant (Cf. Figure I).

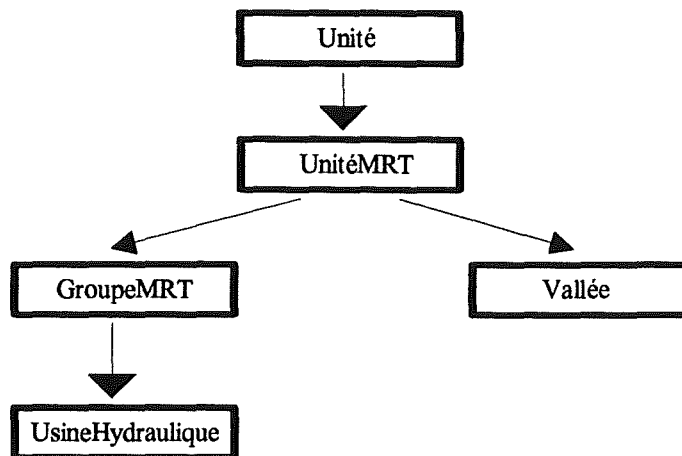


Figure I : Classes utilisées pour modéliser les unités de production.

Les structures de données de chaque classe sont :

- pour la classe *Unité* :
 - le nom de l'unité,
 - son type parmi groupe thermique, usine hydraulique ou vallée,
 - son programme de référence.
- pour la classe *UnitéMRT* : son graphe de fonctionnement.
- pour la classe *GroupeMRT* : le nom (ou numéro) du noeud de connexion au réseau de transport.
- pour la classe *Vallée* :
 - un graphe de fonctionnement spécifique,
 - une liste d'usines hydrauliques.
- pour la classe *UsineHydraulique* : un graphe de fonctionnement spécifique.

3.3. Les graphes de fonctionnement

3.3.1. Caractéristiques

Un graphe de fonctionnement possède les caractéristiques suivantes :

- un noeud racine,
- une unité à laquelle il est rattaché,
- une catégorie rappelant celle de l'unité à laquelle il appartient,
- une trajectoire courante adoptée par l'unité.

3.3.2. Point de fonctionnement

Avant d'aborder quelques commentaires, nous définissons le terme de *point de fonctionnement* comme étant un noeud du graphe de fonctionnement symbolisé par :

- un triplet de puissance correspondant aux puissances produite, affectée au téléréglage (réserve secondaire) et à la réserve tertiaire,
- une liste de noeuds représentant les points de fonctionnement accessibles à l'instant suivant.

A travers cette définition, le noeud racine apparaît comme le point de fonctionnement de l'unité lors du déclenchement de l'aléa.

3.3.3. Origine et signification du triplet de puissance

Le triplet de puissance est issu de la représentation adoptée par le logiciel CONSPLA (Cf. *Chapitre IV*). Il est donc spécifique aux groupes thermiques. Nous l'avons conservé également pour les usines et vallées hydrauliques bien que les puissances affectées aux réserves ne soient pas intégrées dans la modélisation que nous avons adoptée. Nous travaillons exclusivement sur la puissance produite pour compenser l'aléa. Les deux autres puissances ne sont utilisées que pour indiquer le montant de la contribution du groupe thermique aux deux réserves dans le cas d'un deuxième aléa (pour l'hydraulique, ces deux nombres sont nuls).

3.3.4. Différentiel de puissance

Partant du constat que l'aléa représente un écart entre la production et la consommation, pour le compenser, il faut trouver les actions à apporter au programme de référence des unités en MRT. Plutôt que d'évaluer systématiquement, pour un instant donné, la différence entre la puissance du programme de référence et la puissance du point de fonctionnement envisagé, il est préférable de travailler directement sur un différentiel de puissance par rapport au programme de référence. Les calculs en sont simplifiés.

3.3.5. Simplification des graphes hydrauliques

3.3.5.1. Taille des graphes hydrauliques

Même si les calculs sont plus faciles à faire par l'utilisation de différentiel de puissance, ils dépendent de la taille des graphes de fonctionnement. Ainsi, malgré le regroupement des usines hydrauliques en vallées qui a permis de réduire de façon drastique le nombre d'entités à gérer, un problème important, intrinsèque au caractère hydraulique de la question, demeure. En effet, les contraintes de fonctionnement de l'hydraulique sont très souples (peu contraignantes) à plusieurs niveaux :

- les temps de réponse sont quasiment instantanés : la puissance demandée est disponible ou stoppée immédiatement,
- le nombre et la valeur des paliers accessibles sont directement fonction du nombre de turbines par usines et de leur puissance nominale : la plage de variation de puissance d'une vallée apparaît presque continue par opposition aux plages de variations discrétisées des groupes thermiques.

Par conséquent, le graphe de fonctionnement d'une vallée est compliqué à cause du nombre considérable de trajectoires possibles.

3.3.5.2. Nécessité de réduire les graphes hydrauliques

L'utilité pratique d'avoir à notre disposition un tel choix de trajectoires est limité pour plusieurs raisons. En effet, cela multiplie inutilement les calculs car beaucoup de programmes de production sont très proches les uns des autres (écart inférieur aux tolérances que nous aurons pour la compensation de l'aléa).

De plus, dans le cadre de l'analyse de sécurité, il faut établir une relation, facile à déterminer, du programme d'une vallée vers les courbes de charges de chacune des usines hydrauliques la composant. Or, à cause du grand nombre de trajectoires, l'unicité de cette relation n'est pas garantie : se pose le problème de savoir comment effectuer l'analyse de sécurité.

Enfin, en étudiant les résultats des précédentes études sur la MRT, nous avons constaté que les réserves hydrauliques étaient essentiellement mobilisées et fortement sollicitées au début de l'aléa.

3.3.5.3. Solution retenue

Pour ces raisons, nous avons décidé de réduire le graphe de fonctionnement des usines et vallées hydrauliques en nombre et aussi dans le temps.

La question du temps est rapidement résolue : nous limitons l'activité des vallées à une période de deux heures après le début de l'aléa. Cela correspond au laps de temps pendant lequel les usines hydrauliques étaient mobilisées dans les précédentes études sur la MRT.

Le nombre de trajectoires possibles à conserver nous est dicté par la nécessité d'établir une relation simple entre le programme de production d'une vallée et celui de ses usines. Comme nous l'avons vu, le sens "vallée vers usines" est fondamental dans le cadre de l'analyse de sécurité. Le sens inverse est également important pour la compensation mais il est plus facile à établir car la trajectoire d'une vallée est obtenue par sommation des courbes de charges des usines.

En conséquence, il apparaît que cette relation doit être si possible une bijection. Pour la mettre en place, le graphe de fonctionnement des usines hydrauliques est limité à trois trajectoires : une à la hausse, une à la baisse et une de référence. Le graphe de fonctionnement de la vallée est constitué, lui aussi, de ces trois catégories de trajectoires obtenues par sommation des trajectoires correspondantes des usines.

3.3.6. Bilan au sujet de la représentation des graphes de fonctionnement

En conclusion, nous disposons de trois types de graphes de fonctionnement : un pour les groupes thermiques, un autre pour les usines hydrauliques et un dernier pour les vallées. Les différences entre ces trois graphes sont liées au nombre de trajectoires (seulement trois pour l'hydraulique) et à l'initialisation (par fichiers pour les groupes thermiques et les usines hydrauliques, par sommation des graphes des usines pour les vallées). Cette dernière différence fait intervenir la notion de surdéfinition de la fonction d'initialisation des graphes.

Nous avons à notre disposition les classes suivantes (Cf. Figure II) :

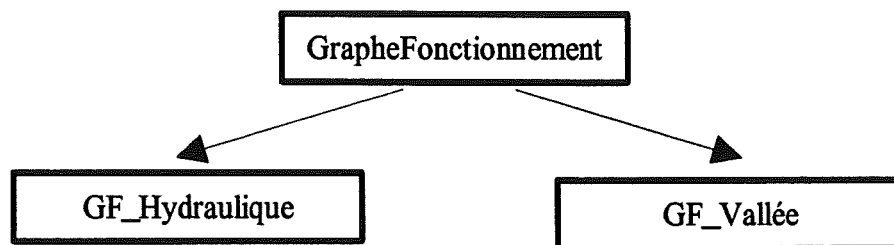


Figure II : Classes utilisées pour modéliser les graphes de fonctionnement.

Les structures de données de la classe *GrapheFonctionnement* sont :

- un noeud racine,
- le nombre de trajectoires du graphe,
- une unité de rattachement et une trajectoire courante.

Les deux classes dérivées *GF_Hydraulique* et *GF_Vallée* diffèrent par la spécialisation de méthodes de la classe de base.

3.4. Les critères

L'opérateur dispose de plusieurs critères que la solution de MRT doit, si possible, vérifier :

- compensation du déséquilibre entre la production et la consommation,
- reconstitution des marges de réserves secondaire et tertiaire,
- analyse de sécurité N et N-1 via un calcul de répartition,
- analyse de sécurité N via une approximation fondée sur la matrice des sensibilités.

Les points communs de ces critères sont constitués par deux variables (l'instant pour lequel le critère doit être satisfait et le type du critère) et une fonction testant la vérification ou non du critère.

Ainsi, nous pouvons distinguer l'ébauche d'une classe dont la fonction commune est spécifique à chaque critère. Nous la définissons comme étant virtuelle pure ainsi, nous disposons d'une classe de base abstraite.

La structure des classes relatives aux critères est la suivante (Cf. Figure III) :

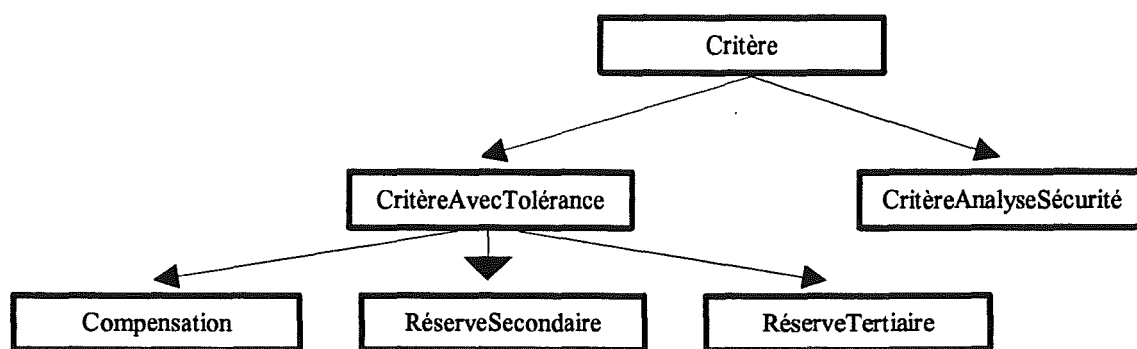


Figure III : Classes utilisées pour modéliser les critères.

Nous remarquerons que la classe *CritèreAvecTolérance* est également abstraite : seules ces trois classes dérivées peuvent être instanciées.

Nous verrons dans le prochain chapitre comment nous avons implanté ces critères.

3.5. Les autres données

D'autres données sont modélisées. Nous citerons principalement les noeuds affectés par l'aléa et le stockage des solutions imparfaites. Leur élaboration ne pose aucun problème et nous ne nous y attarderons pas.

De même, nous avons créé tout un ensemble de classes nécessaires à l'initialisation des données du problème. Leur intérêt est essentiellement d'ordre pratique ; en effet, à partir de ces classes,

nous passons d'une représentation spécifique aux différents types d'unités à une représentation générique interne à OMEGA.

Enfin, certaines informations ont été regroupées dans des classes particulières. Par exemple, la durée de l'aléa est une donnée qui est très souvent utilisée dans tous les modules d'OMEGA. Nous avons donc décidé de la transformer en constante en utilisant la philosophie objet. Pour cela, nous avons créé une classe ne comportant que des membres dits statiques. Ceux-ci sont des données dont les valeurs sont intrinsèques à la classe c'est-à-dire communes à l'ensemble des instances. En outre, nous les avons rendus accessibles depuis l'extérieur de la classe : l'encapsulation des données n'est plus respectée.

Le fonctionnement de ce genre de classe, ne comportant ni méthodes ni membres "courants" mis à part ces membres statiques, est alors particulier. Une telle classe n'a plus besoin d'être instanciée pour être utilisée et ses membres statiques sont ouverts à tous.

3.6. Définition d'une classe abstraite pour les algorithmes

Dans tout algorithme, trois phases de travail sont à distinguer. Il faut :

- 1/ initialiser les données,
- 2/ lancer l'algorithme de résolution avec les données,
- 3/ analyser les résultats.

Si nous élaborons plusieurs algorithmes, nous constatons que les phases 1 et 3 vont concerner des données identiques (à condition que la façon d'aborder le sujet de l'étude reste la même...). Seule la phase 2 est spécifique à l'algorithme employé.

Nous pouvons définir une classe abstraite servant de base aux différents algorithmes. Son rôle est de gérer l'exécution et de surveiller le bon déroulement des différentes phases d'initialisation des données, de lancement du processus adéquat et de visualisation des résultats.

Il nous reste à préciser les membres données de cette classe abstraite. Nous trouvons :

- la liste des unités mobilisables correspondant à celle définie par l'opérateur,
- la liste des critères que la solution de MRT doit vérifier, liste issue de celle de l'opérateur,
- la liste des noeuds du réseau de transport affectés par l'aléa.

Les résultats consistent en une liste des solutions imparfaites. Si une solution effective a été trouvée, elle est stockée dans la trajectoire courante du graphe de fonctionnement des unités en MRT.

A partir de la classe abstraite, nous créons une première classe dérivée regroupant l'algorithme de base. Ensuite, nous disposons de plusieurs moyens pour apporter des perfectionnements. Soit nous dérivons la classe de l'algorithme de base ce qui correspond tout à fait à la philosophie orientée objet, soit nous complétons cette classe. Dans un premier temps, nous avons opté pour la deuxième solution car elle facilite la mise en oeuvre et l'utilisation en phase de test d'OMEGA. Il semble préférable d'envisager l'autre solution lorsqu'une version de l'outil sera stabilisée.

4. CONCLUSION DU CHAPITRE

Au cours de ce chapitre, nous avons décrit au lecteur non familier avec la programmation orientée objet en quoi consistait cette approche. Elle repose sur trois notions fondamentales :

- l'objet qui fédère une structure de données et des méthodes agissant sur les données au sein d'une même entité,
- la classe qui décrit un ensemble d'objets possédant une structure de données communes et disposant également de méthodes identiques,
- l'héritage qui permet de définir, à partir d'une ancienne classe, une nouvelle qui en utilisera les méthodes et les données et les enrichira par des apports spécifiques.

Nous avons opté pour la programmation objet, via le langage C++, essentiellement pour les facilités de représentation des données qu'elle offre. Certes, cela demande plus de réflexion que pour un langage classique, mais la généricité obtenue aplanit les difficultés de mise au point et de test des programmes. En outre, l'extensibilité et la réutilisabilité des objets sont des avantages que nous exploiterons.

Par la suite, nous avons présenté la modélisation des différentes données que nous utiliserons pour élaborer OMEGA. Cette modélisation fait largement appel à la technique orientée objet : classe, héritage, fonction virtuelle, classe abstraite... Grâce à la puissance de la structuration objet, des schémas aussi compliqués que des groupes thermiques, des usines et des vallées hydrauliques ont pu être mis sur pied et regroupés au sein d'une représentation générique. Il nous reste maintenant à détailler comment nous avons conçu les principaux modules de notre outil : les algorithmes d'exploration et les méthodes de vérification des critères de l'opérateur.

CHAPITRE IV :
REALISATION ET ENVIRONNEMENT D'OMEGA

Plus ça rate, plus on a de chances que ça marche.

Les Shadoks

1. INTRODUCTION

Désormais , nous avons en main le principe de résolution de la MRT et la modélisation des données et des algorithmes. Il nous reste à détailler la mise en oeuvre de l'algorithme dont il est facile d'en accroître les performances par des améliorations simples. Celles-ci n'ont d'autre but que de diminuer le temps nécessaire pour atteindre la première solution effective détectée par l'algorithme de base.

Ensuite, nous expliquons la manière dont est effectuée la vérification des critères disponibles.

Enfin, nous terminons en exposant la structure et l'environnement logiciels de la plateforme OMEGA.

2. REALISATION DES ALGORITHMES

2.1. Rappel de notre démarche pragmatique

Afin d'aboutir à un algorithme performant, nous avons choisi d'adopter une démarche que nous qualifions de pragmatique. Elle est fondée sur un cycle comportant trois phases : une analyse, une modélisation et des modifications.

D'abord, à partir de la définition du problème de la MRT, nous avons élaboré un algorithme de base, simplifié au maximum, qui nous servira de référence. Celui-ci explore, selon le mécanisme détaillé ci-dessous, tout l'espace des solutions : s'il existe une solution effective, il la rencontrera forcément.

L'analyse des résultats obtenus nous a alors permis de formaliser des améliorations à apporter afin de disposer d'un nouvel algorithme.

Le cycle analyse / modélisation / modifications a été répété plusieurs fois et, au total, nous disposons de six algorithmes d'exploration.

2.2. Explications du fonctionnement de l'algorithme d'exploration

Nous avons repris ci-dessous les grandes structures de notre algorithme d'exploration, sans spécifier les variables, et nous les avons couplées avec les paragraphes qui les décrivent. Le détail de cet algorithme est donné en annexe (*Cf. Annexe C*).

Explications	Corps de l'algorithme
	Initialisation de la gestion des combinaisons d'unités
<i>Cf. § 2.2.1</i>	TANT QUE (Arrêt = NON) FAIRE
<i>Cf. § 2.2.1</i>	Initialisation de la gestion des combinaisons de trajectoires pour la combinaison courante d'unités.
<i>Cf. § 2.2.1</i>	TANT QUE (CombinaisonSuivante = NON) FAIRE
	POUR j = 1 à N FAIRE
<i>Cf. § 2.2.2</i>	Elaboration de la trajectoire de l'unité j
	FIN POUR j
<i>Cf. § 2.2.3</i>	Vérification du critère courant
	SI (Echec de la vérification) ALORS
	POUR j = N à 1
<i>Cf. § 2.2.4</i>	Passage à la combinaison suivante de trajectoires à partir de l'unité j
	SI (Passage réussi) ALORS
<i>Cf. § 2.2.5</i>	SORTIR de la boucle POUR j
	FIN SI
	FIN POUR j
	SINON
<i>Cf. § 2.2.5</i>	Vérification réussie du critère courant
	FIN SI
	FIN TANT QUE
<i>Cf. § 2.2.1</i>	Passage à la combinaison suivante d'unités
	FIN TANT QUE

2.2.1. Gestion des combinaisons d'unités et des combinaisons de trajectoires

Nous pouvons distinguer deux boucles principales correspondant aux deux instructions **TANT QUE**. La première est chargée de déterminer les combinaisons d'unités. Le passage d'une combinaison d'unités à la suivante obéit à deux contraintes liées à notre problème :

1/ Il faut minimiser le nombre de groupes mobilisés.

2/ Il faut utiliser prioritairement les unités les mieux placées dans la liste des moyens mobilisables fournie par l'opérateur.

En guise d'illustration, nous renvoyons le lecteur à l'exemple traité au cours du *chapitre II* (§ 4.3.2 - *Guidage de l'énumération*).

La deuxième boucle principale, imbriquée dans la première, est chargée, à combinaison donnée d'unités, de déterminer s'il existe une combinaison de trajectoires satisfaisant un maximum de critères définis par l'opérateur, c'est-à-dire une solution effective.

Au sein de cette seconde boucle, nous pouvons remarquer trois parties distinctes.

2.2.2. Elaboration d'une trajectoire pour chaque unité

La première partie correspond à la boucle **POUR** $j = 1$ à N où N est le nombre d'unités de la combinaison en cours d'étude. Il s'agit de la construction de la solution potentielle. Pour chaque unité mobilisée, nous définissons un point de fonctionnement depuis le dernier instant où un tel point a été défini et l'instant t pour lequel le critère courant doit être vérifié.

Cette définition obéit à la règle suivante ; supposons que la trajectoire d'une unité soit connue jusqu'à l'instant $t-1$. Nous connaissons alors le point de fonctionnement à cet instant et, grâce à sa liste (*Cf. Chapitre III - § 3.3 Les graphes de fonctionnement*), les points accessibles à l'instant suivant. Nous déterminons simplement le point de fonctionnement à l'instant t comme étant le premier élément de cette liste.

Sur l'horizon temporel de l'aléa, toutes les trajectoires d'une unité donnée vont commencer par le même point de fonctionnement caractérisant l'état du groupe au début de cet aléa. Donc, la règle précédente peut toujours s'appliquer.

2.2.3. Vérification du critère courant et sauvegarde de la solution imparfaite

Maintenant que nous disposons d'une solution potentielle définie, au-moins jusqu'à l'instant t , nous pouvons lancer la vérification du critère courant. Il s'agit d'une fonction propre à chaque critère que nous détaillerons dans la suite de ce paragraphe.

Le résultat de cette vérification consiste à signaler à l'algorithme si oui ou non le critère a été satisfait.

Dans le cas d'un échec, la combinaison courante de trajectoires est abandonnée : c'est une solution imparfaite qu'il faut évaluer et, éventuellement, retenir et classer afin de pouvoir la proposer comme solution partielle à l'opérateur en cas d'absence de solution effective. Nous avons décidé d'utiliser trois indices d'évaluation.

Premièrement, l'opérateur attend qu'un maximum des critères qu'il a définis soit vérifié.

Ensuite, à nombre de critères vérifiés identique (le dernière critère réussi est le même), la solution à privilégier est celle qui fait intervenir un nombre restreint de groupes parmi les plus prioritaires de la liste des unités mobilisables. Deux éléments interviennent ici : le nombre et

l'indice de priorité des groupes de la combinaison d'unités. Nous avons réalisé un compromis en adoptant le rang du dernier groupe mobilisé comme facteur discriminant.

Enfin, si les deux indices précédents sont identiques, nous utilisons le résultat de l'échec de la vérification du critère courant pour distinguer deux solutions imparfaites. S'il s'agit d'un critère de compensation de l'aléa ou de reconstitution des réserves secondaire ou tertiaire, ce résultat est l'écart entre la valeur minimale ou maximale tolérée et la valeur proposée par la solution. Dans le cas des critères d'analyse de sécurité, il s'agit du nombre de contraintes rencontrées.

Les deux premiers indices sont regroupés par une fonction linéaire f au sein d'un même nombre :

$$f(k,l) = 100 \cdot (K - k + 1) + l$$

avec :

K : Nombre de critères définis par l'opérateur

k : Rang du dernier critère réussi

l : Rang du dernier groupe mobilisé

Plus ce nombre est faible, meilleure est la solution imparfaite.

2.2.4. Echec de la vérification du critère courant

La deuxième partie se rapporte à l'échec de la vérification du critère courant. Tout d'abord, nous constatons que les modifications à apporter aux trajectoires des groupes vont concerner la dernière unité de la combinaison - la moins prioritaire selon la liste définie par l'opérateur - pour finir par la première - la plus prioritaire - (boucle **POUR** $j = N$ à 1).

Trois séquences constituent cette section de l'algorithme.

2.2.4.1. Changement de la trajectoire de l'unité j

Comme le critère courant n'a pas été vérifié, il faut modifier la trajectoire de l'unité j .

Dans le cas où $j = N$, il est clair que le point de fonctionnement à l'instant t n'est plus adapté. Nous le remplaçons par l'élément suivant de la liste des points accessibles depuis le noeud déterminé à l'instant $t-1$. Si la fin de cette liste a été atteinte, on réitère le processus en se plaçant à l'instant $t-2$.

Si la fin du graphe de fonctionnement de l'unité N a été rencontrée, nous poursuivons avec l'unité $N-1$.

Dans le cas où j est différent de N , la question se pose de savoir à partir de quel instant il faut modifier le point de fonctionnement de la trajectoire de cette unité. La réponse se trouve dans

la variable, appelée t_{j+1}^{max} , qui stocke l'instant maximal pour lequel la trajectoire du groupe $j+1$ a été définie. Il est alors inutile de vouloir modifier des noeuds de la trajectoire de l'unité j postérieurement à l'instant t_{j+1}^{max} car cela n'aidra en aucune façon l'exploration de l'espace des solutions. Par contre, utiliser un autre point de fonctionnement, déterminé de la même façon que pour l'unité N , à cet instant permettra peut-être de vérifier un critère alors en échec.

Comme dans le cas de l'unité N , si le graphe de fonctionnement du groupe j a été entièrement balayé, il faut continuer avec l'unité $j-1$ si j est plus grand que 1. S'il s'agit de la première unité de la combinaison, cela implique que cette combinaison d'unités ne peut pas abriter de solution effective : il faut passer à la combinaison suivante et revenir au niveau de la première boucle principale **TANT QUE** (Cf. §2.2.1).

2.2.4.2. Détermination d'un nouveau point de fonctionnement pour l'unité N

Un nouveau point de fonctionnement a été décidé. La seule différence entre l'ancienne combinaison de trajectoires et celle-ci réside dans la partie modifiée de la trajectoire de l'unité j . Donc, sont déjà vérifiés tous les critères qui recouvrent les instants pour lesquels les trajectoires précédente et actuelle sont communes. Ainsi, le premier critère à tester est celui pour lequel la vérification a lieu à l'instant à partir duquel la partie commune des deux trajectoires se scinde.

2.2.4.3. Détermination d'un nouveau point de fonctionnement pour les autres unités

Le fait d'avoir trouvé un nouveau point de fonctionnement pour le groupe j invalide les portions de trajectoires, qui deviennent indéfinies, des unités $j+1$ à N .

Le critère courant redevient le premier de la liste et nous retournons à la partie élaborant les trajectoires et décrite un peu plus haut.

2.2.5. Vérification réussie du critère courant

La troisième partie correspond à la vérification du critère courant. Deux cas peuvent se présenter. Soit ce critère n'était pas le dernier de la liste, il faut alors passer au critère suivant et recommencer le processus au début de la deuxième boucle principale **TANT QUE**. Soit nous avons vérifié le dernier critère de la liste et trouvé une solution effective au problème de la MRT, nous pouvons donc sortir de l'algorithme.

2.3. Améliorations apportées

2.3.1. Application de notre démarche

Nous venons de donner une description très détaillée de l'algorithme de base que nous appelons NR1 pour algorithme Non Récursif numéro 1.

Remarque :

Cette dénomination provient du fait qu'un algorithme basé sur un mode de recherche récursif a été envisagé un moment. L'origine de son abandon se trouve dans une incompatibilité avec la vérification des critères d'analyse de sécurité.

S'il existe une solution effective, elle sera forcément rencontrée au cours de l'exploration. Cependant, nous pressentons que cette recherche peut, dans certains cas, être très longue. Il serait intéressant d'en améliorer l'efficacité. Pour cela, nous présentons quelques éléments qui contribueront progressivement à rendre l'algorithme plus efficace.

2.3.2. Détection et élimination des combinaisons d'unités ne pouvant pas abriter de solution effective

Dans l'algorithme de base, toutes les combinaisons d'unités sont étudiées. Or, parmi celles-ci, nous pouvons être sûrs que certaines ne peuvent pas contenir de solution effective pour une raison très simple : la somme des variations maximales (respectivement minimales) de puissances des unités de la combinaison ne peut pas atteindre l'objectif minimal de compensation pour un aléa de sous-production (respectivement surproduction).

C'est pourquoi, la première amélioration que nous proposons consiste à vérifier *a priori* que la combinaison courante d'unités est susceptible d'abriter une solution au problème de la MRT.

2.3.3. Tri des graphes de fonctionnement en fonction de la nature de l'aléa

Lors de l'élaboration d'une trajectoire pour chaque unité (respectivement lors de la modification du point de fonctionnement de l'unité), nous choisissons systématiquement le premier (respectivement le suivant) élément de la liste des points accessibles depuis le noeud de l'instant précédent. Or, ces éléments ne sont pas ordonnés au sein de la liste : leur répartition est uniquement due à la façon dont a été construit le graphe de fonctionnement.

Par contre, si nous les classons en fonction de la nature de l'aléa, par variations de puissance croissantes pour un aléa de sous-production et décroissantes pour un aléa de surproduction, alors nous favorisons la compensation en recherchant, en premier lieu, les solutions dégagant à la hausse ou à la baisse un maximum de puissance.

Pour effectuer cette opération, nous intégrons deux procédures de tri des points de fonctionnement :

- l'une dans la partie relative à l'élaboration d'une trajectoire pour chaque unité,
- l'autre lors de la modification des points de fonctionnement après échec du critère courant.

Remarque :

Ce tri peut être affiné. En effet, si la compensation des unités 1 à $j-1$ dépasse l'objectif maximal de compensation, alors les points de fonctionnement de l'unité j seront ordonnés par valeurs décroissantes pour un aléa de sous-production (Cf. Figure I) et croissante pour un aléa de surproduction (Cf. Figure II).

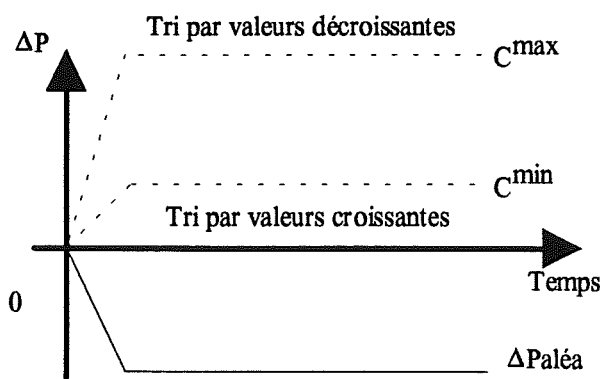


Figure I : Tris réalisés en fonction des objectifs C^{\min} et C^{\max} pour un aléa de sous-production.

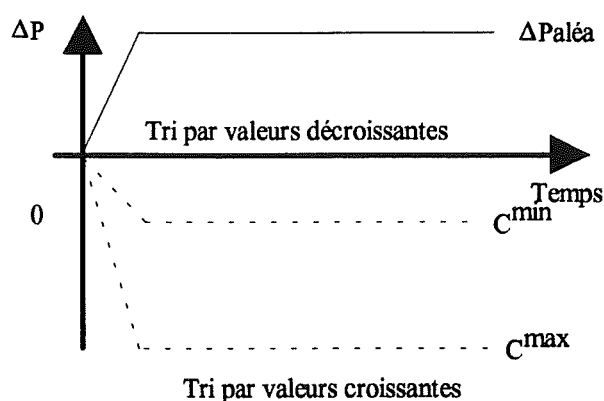


Figure II : Tris réalisés en fonction des objectifs C^{\min} et C^{\max} pour un aléa de surproduction.

2.3.4. Accélération de l'exploration de l'espace quand une solution est modifiée

Pour expliquer cette bonification de l'algorithme, nous allons prendre un exemple illustratif.

Supposons que l'objectif minimal de compensation soit évalué à 600 MW. Nous avons affaire à un aléa de sous-production : il faut dégager de la puissance à la hausse. Par conséquent, les points de fonctionnement des unités sont ordonnés par valeurs croissantes. Un échec sur un critère nous a conduit à modifier les points de fonctionnement de l'unité j . Cela signifie que les points des unités 1 à $j-1$ n'ont pas été affectés. Nous pouvons connaître le montant de la puissance qu'ils dégagent, par exemple, 200 MW. Ainsi, il manque 400 MW pour satisfaire l'objectif minimal.

Calculons maintenant la somme des puissances maximales (car nous avons un aléa de sous-production) des unités $j+1$ à N et ajoutons-y la valeur du nouveau point de fonctionnement de l'unité j . Deux cas peuvent intervenir :

- 1/ Cette somme est supérieure aux 400 MW à combler : l'aléa peut ainsi être potentiellement compensé et la solution effective exister. Le processus peut se poursuivre.
- 2/ Cette somme est inférieure à 400 MW : l'aléa ne pourra pas être compensé avec la configuration de points de fonctionnement des unités 1 à j . Comme les points de fonctionnement de l'unité j sont ordonnés par valeurs croissantes, passer au point suivant de la liste du noeud de l'instant précédent ne fera qu'aggraver la situation (Cf. Figure III).

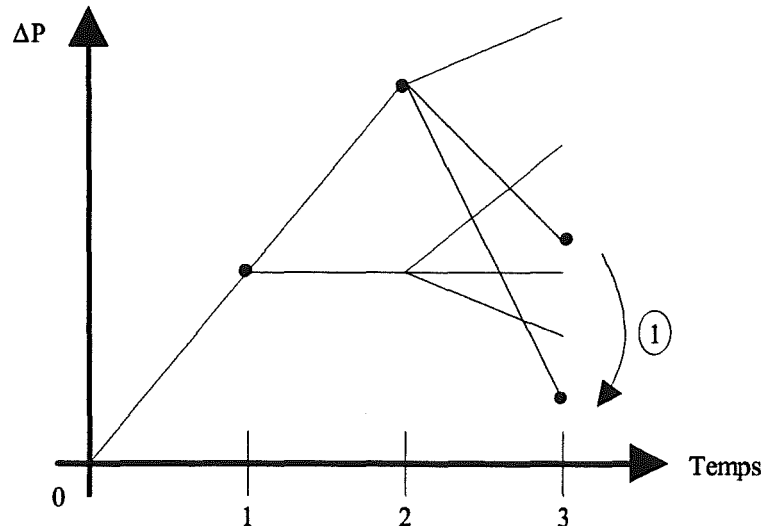


Figure III : Passage d'un point de fonctionnement au suivant en aggravant la situation.

En conclusion, il faut passer au point suivant comme si le noeud actuel correspondait au dernier de la liste (Cf. Figure IV). Si cela est possible, le processus se poursuit normalement. Sinon, la fin du graphe de fonctionnement de l'unité j a été rencontrée, on reboucle avec l'unité $j-1$.

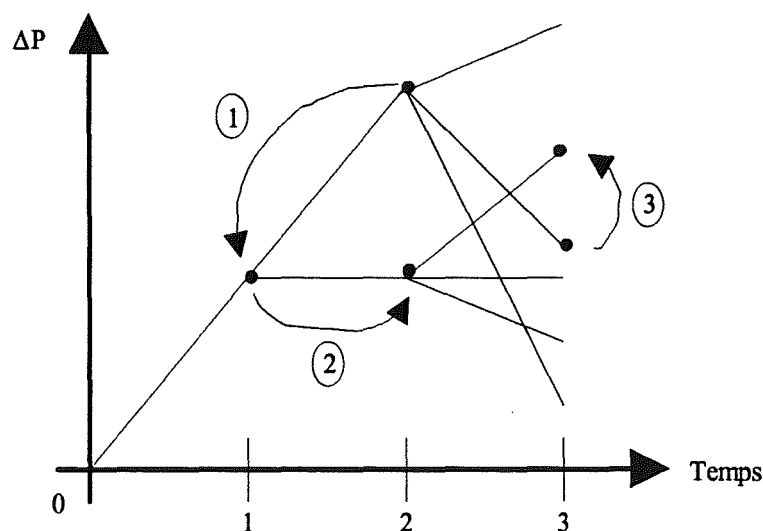


Figure IV : Passage d'un point de fonctionnement au suivant avec possibilité d'améliorer la situation.

Le raisonnement que nous avons utilisé dans cet exemple est aussi valable pour un aléa de surproduction et pour le dépassement de l'objectif maximal de compensation.

2.3.5. Elimination des points de fonctionnement inefficaces d'une unité

La dernière amélioration que nous proposons est en fait un cas particulier de la précédente. En effet, considérons uniquement les actions possibles sur la dernière unité, celle numérotée N , de la combinaison courante et envisageons l'échec d'un critère de compensation de l'aléa à un instant t .

Si l'aléa est de sous-production, la valeur de la compensation des unités 1 à $N-1$ peut :

- Rester en deçà de l'objectif minimal de compensation. Si les points de fonctionnement à l'instant t sont classés par valeurs croissantes (respectivement décroissantes), alors le passage au point suivant tend à rapprocher (respectivement écarter) la compensation de son objectif minimal. Les points accessibles depuis $t-1$ sont adaptés (respectivement inadaptés) à la compensation de l'aléa.
- Dépasser l'objectif maximal de compensation. Si les points de fonctionnement à l'instant t sont classés par valeurs décroissantes (respectivement croissantes), alors le passage au point suivant tend à rapprocher (respectivement écarter) la compensation de son objectif maximal. Les points accessibles depuis $t-1$ sont adaptés (respectivement inadaptés) à la compensation de l'aléa.

Nous rencontrons les situations opposées dans le cadre d'un aléa de surproduction.

Ainsi, nous nous retrouvons face à une alternative :

- Le passage d'un point de fonctionnement au suivant est toléré : il faut s'assurer que la compensation de l'aléa reste dans les limites de ses objectifs minimal et maximal. Dans ce cas, nous pouvons considérer le critère suivant s'il existe.
- Le passage au point de fonctionnement suivant n'agit pas dans la bonne direction. De la même façon que pour le perfectionnement précédent, il faut passer au point suivant en agissant comme si le noeud actuel était le dernier des noeuds accessibles depuis l'instant $t-1$.

2.3.6. Bilan des améliorations apportées

Au total, nous avons six algorithmes dont nous rappelons brièvement les perfectionnements dont ils disposent les uns par rapport aux autres (*Cf. Tableau I*).

Algorithmes	Basés sur	Améliorations supplémentaires
NR1		Algorithme de base d'exploration par énumération et séparation.
NR2	NR1	Détection des combinaisons d'unités ne pouvant pas abriter de solution effective.
NR3	NR2	Tri des points du graphe de fonctionnement en fonction de la compensation à réaliser.
NR4	NR3	Accélération de l'exploration de l'espace des solutions lors du passage d'une combinaison de trajectoires à la suivante.
NR5	NR3	Elimination des points de fonctionnement inefficaces du dernier groupe mobilisé de la combinaison courante d'unités.
NR6	NR4	Elimination des points de fonctionnement inefficaces du dernier groupe mobilisé de la combinaison courante d'unités.

Tableau I : Caractéristiques des algorithmes d'exploration.

Un algorithme hérite toujours des propriétés de l'algorithme précédent (*Cf. Figure V*), sauf pour NR5. Cette exception s'est plus ou moins imposée au cours de notre étude. En effet, nous ne savions pas si l'amélioration apportée par NR4 était vraiment efficace. C'est pourquoi nous avons voulu pouvoir comparer les résultats de ces deux algorithmes.

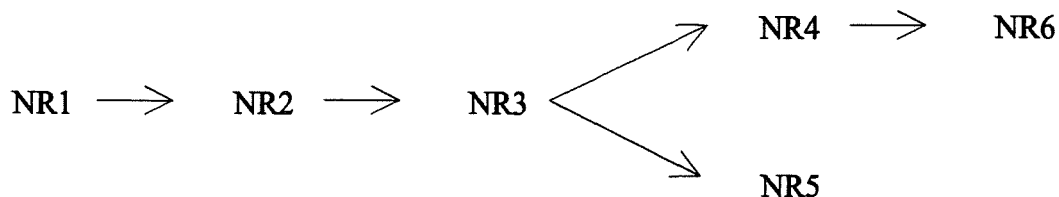


Figure V : Graphe d'enchaînement des propriétés des algorithmes de résolution.

Il faut noter que toutes ces améliorations apportées à l'algorithme de base ne modifient en rien la solution effective trouvée : elles permettent simplement de l'obtenir plus rapidement, à la valeur près des paliers des groupes mobilisés.

En guise d'illustration, disons que l'algorithme NR1 permet de franchir une montagne en prenant la route en lacets passant par le sommet alors que les autres algorithmes prennent des tunnels percés à des hauteurs différentes : départ et arrivée seront identiques mais la dénivellation, correspondant en fait à l'énergie dépensée c'est-à-dire au temps de résolution, ne sera pas la même.

3. REALISATION DES CRITERES

3.1. Introduction

La définition de la liste des critères que la solution doit respecter au maximum traduit l'expérience de l'opérateur en matière de MRT.

Plusieurs critères sont à sa disposition. Avant de les détailler, nous les présentons ci-dessous :

- compensation de l'aléa par modification des programmes de production,
- reconstitution de la marge de réserve secondaire,
- reconstitution de la marge de réserve tertiaire,
- analyse de sécurité N via un calcul de répartition (ASEC) ou une approximation (matrice des sensibilités),
- analyse de sécurité N-1,
- retour au programme initialement prévu, après la disparition de l'aléa.

La seule restriction relative à l'usage de ces critères concerne le retour aux programmes de référence pour les unités mobilisées. En effet, comme nous le verrons, s'il est utilisé, ce critère doit être obligatoirement le premier de la liste. Ceci permet d'intervenir sur l'élaboration, par le logiciel CONSPLA, des données nécessaires à la construction de graphes de fonctionnement spécifiques dont les trajectoires respectent d'emblée le critère en question.

3.2. Compensation de l'aléa

3.2.1. Définition des tolérances

En situation de MRT, le critère le plus courant est la compensation de l'aléa. Cependant, il est illusoire de vouloir compenser cet aléa au MW près. C'est pourquoi nous utiliserons les deux courbes-guides issues des précédentes études sur la MRT. Nous rappelons qu'elles définissent une enveloppe énergétique à l'intérieur de laquelle le système électrique est stable. La borne inférieure, notée C^{min} , représente l'objectif minimal à atteindre et la borne supérieure, notée C^{max} , l'objectif maximal à ne pas dépasser. A l'intérieur de ces deux courbes, nous pouvons considérer que le système électrique est en sécurité au niveau de la puissance. Par contre, la sûreté du réseau de transport peut très bien ne pas être assurée (présence de surcharges dans les lignes par exemple).

Remarque :

Nous noterons que, selon le signe de l'aléa, le sens des inégalités ne sera pas le même. Ainsi, pour un aléa de sous-production, nous avons :

$$C^{min} \leq |\Delta P_{aléa}| \leq C^{max} \quad (IV.1)$$

alors que pour un aléa de surproduction, nous trouvons :

$$C^{\min} \geq -|\Delta P_{alé a}| \geq C^{\max} \quad (IV.2)$$

A partir de C^{\min} et C^{\max} , nous définissons deux tolérances E^{\min} et E^{\max} par rapport à l'opposé de la valeur moyenne de l'aléa (Cf. Figure VI et Figure VII) :

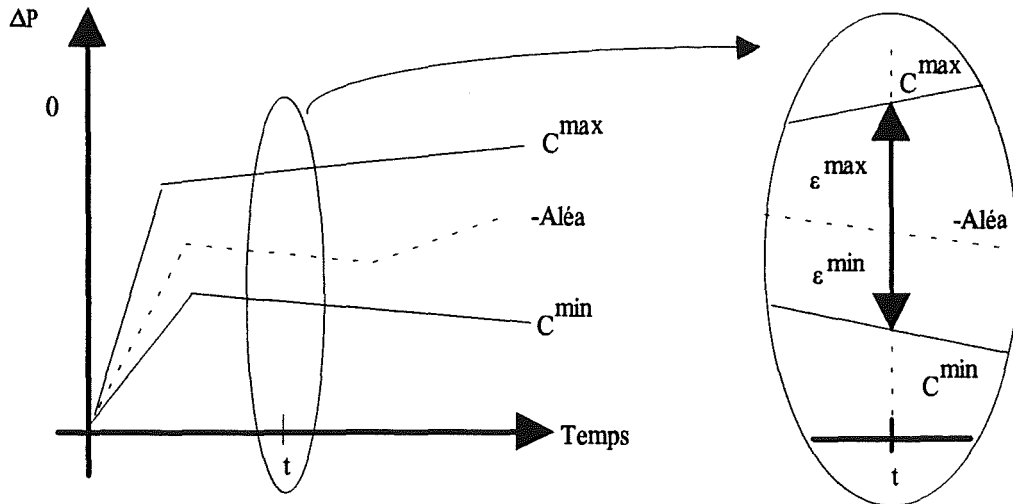


Figure VI : Courbes-guides C^{\min} et C^{\max} , tolérances E^{\min} et E^{\max} et aléa de sous-production.

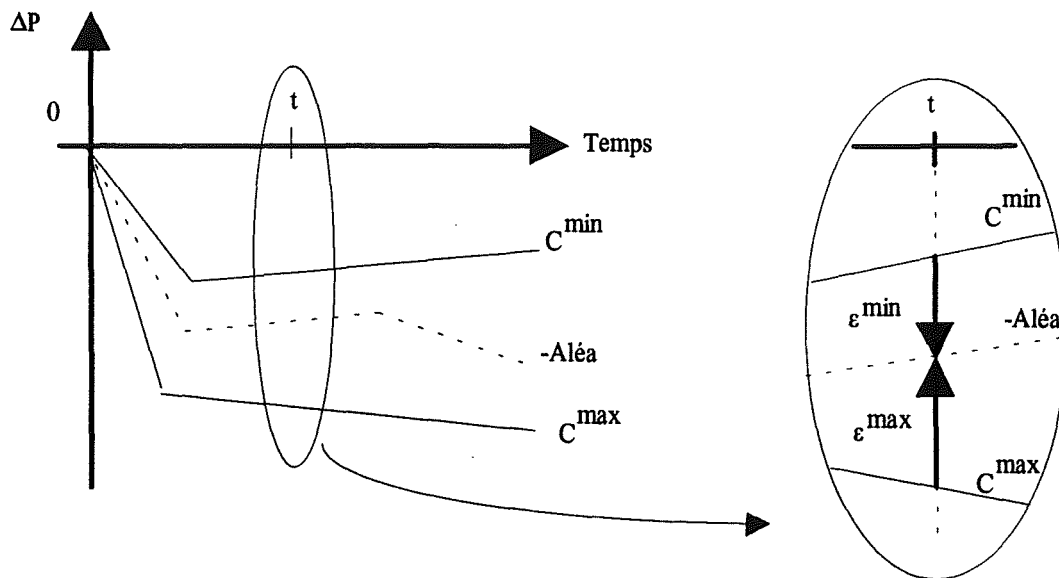


Figure VII : Courbes-guides C^{\min} et C^{\max} , tolérances E^{\min} et E^{\max} et aléa de surproduction.

- La tolérance E^{\min} est déterminée, à un instant donné, comme étant l'opposé de la valeur absolue de l'écart entre la courbe C^{\min} et l'opposé de la valeur moyenne de l'aléa.

$$E^{\min} = -|C^{\min} - |\Delta P_{alé a}|| \quad (IV.3)$$

- La tolérance E^{max} vaut, à un instant donné, la valeur absolue de l'écart entre la courbe C^{max} et l'opposé de la valeur moyenne de l'aléa.

$$E^{max} = |C^{max} - |\Delta P_{aléa}|| \quad (IV.4)$$

Lorsqu'il définit un critère de compensation de l'aléa pour un instant donné, l'opérateur doit spécifier E^{min} et E^{max} . Soit il juge, à partir de son expérience, qu'il peut prendre tel jeu de valeurs, soit il peut s'aider d'un outil comme la maquette AURA (Cf. Annexe A.II).

3.2.2. Accélération de la vérification du critère

Compenser l'aléa revient à réaliser la somme des variations de puissance des unités mobilisées et à vérifier que cette somme est dans les limites imposées par C^{min} et C^{max} . Cette opération est donc très simple à réaliser. Cependant, elle est fréquemment appelée. Aussi, il serait intéressant de l'optimiser afin de réduire le temps de son exécution.

Le fonctionnement de l'algorithme nous a montré que le changement du point de fonctionnement de l'unité j impliquait une non-définition des trajectoires des unités $j+1$ à N . Par contre, les unités 1 à $j-1$ n'étaient pas affectées. Donc, plutôt que de calculer la somme des variations de puissance de toutes les unités lors de la vérification du critère de compensation pour un instant donné, nous tiendrons à jour une variable représentant cette somme. Lors de la définition d'un point de fonctionnement, cette variable sera incrémentée de la valeur adéquate et, lorsque ce point de fonctionnement sera modifié, elle sera décrémentée de cette même valeur.

Ainsi, dans le cas précédent, nous soustrairons la valeur de la variation de puissance des unités j à N , nous additionnerons la valeur du nouveau point de fonctionnement de l'unité j et, lors de la définition des points de fonctionnement des unités $j+1$ à N , nous ajouterons leur valeur.

L'intérêt de cette idée est évident quand les modifications affectent les dernières unités de la combinaison courante. Il l'est moins au fur et à mesure que ces modifications touchent les premiers groupes car il faut un peu plus d'opérations qu'une simple sommation. Cependant, nous rattrapons ce léger défaut par un avantage supplémentaire. En effet, pour chaque étape de l'algorithme, nous connaissons exactement le montant de l'aléa compensé. Cette information est évidemment mise à profit dans les différentes améliorations que nous avons apportées à l'algorithme de base.

3.3. Reconstitution des marges de réserves secondaire et tertiaire

La prise en compte de la reconstitution des marges de réserves secondaire et tertiaire a pour origine la présence des puissances susceptibles d'être affectées à ces réserves dans la modélisation du logiciel CONSPLA que nous verrons ultérieurement. Au cours de l'adaptation de ce modèle, nous n'avons pas éliminé ces puissances. Aussi, il est apparu d'autant plus opportun d'offrir deux critères supplémentaires à l'opérateur que la réalisation de ces critères ne pose pas de problème. Effectivement, dans les deux cas, il s'agit d'effectuer une sommation sur les puissances affectées pour ces réserves puis de comparer le résultat aux bornes maximale et minimale fournies par l'opérateur.

Nous aurions pu reprendre l'idée mise en oeuvre pour le critère de compensation. Cependant, cela apporte quelques inconvénients rédhibitoires :

- L'utilisation de ces critères au cours d'une MRT est très faible. Avoir recours à une variable à mettre à jour à chaque modification des points de fonctionnement serait donc une perte de temps considérable.
- Les groupes dont les puissances sont affectées aux réserves secondaire et tertiaire sont peu nombreux dans la modélisation employée. Seules les centrales thermiques sont concernées et, parmi elles, un nombre restreint est touché.

3.4. Analyse de sécurité N par calcul de répartition

L'analyse de sécurité N est un point qui nous démarque des études antérieures sur la MRT. Elle sera réalisée en suivant naturellement l'approche pragmatique que nous nous sommes fixée tout au long de cette étude.

La façon la plus simple d'effectuer une analyse de sécurité N est de calculer la répartition de charge dans le réseau électrique étudié. Il suffit d'écrire un scénario, de lancer un logiciel adéquat et de récupérer les résultats.

Plutôt que *de chercher midi à quatorze heures*, nous utiliserons cette méthode pour vérifier s'il y a des surcharges de transits actifs dans les lignes en nous fondant sur le programme ASEC. Certes, il s'agit d'une opération coûteuse en temps de calcul et ce moyen est un peu lourd à mettre en place. Nous verrons cependant comment nous avons pu en augmenter l'efficacité.

Quoi qu'il en soit, la seule information que fournit la vérification de ce critère sera limitée à l'extrême : oui il y a des surcharges, non il n'y en a pas. En fonction de cet unique renseignement, l'algorithme passera au critère suivant ou envisagera une autre combinaison de trajectoires.

3.5. Analyse de sécurité N par approximation

3.5.1. Nécessité d'une approximation

Il est clair que la vérification du critère d'analyse de sécurité N par un calcul de répartition de charge n'est pas du tout optimisée dans notre cas. En effet, c'est une évaluation relativement coûteuse en temps qui doit être réalisée pour chaque solution potentielle. Plutôt que d'effectuer un calcul exact, nous allons essayer d'approximer les résultats en gardant à l'esprit que seules les contraintes liées aux transits actifs dans les lignes électriques nous intéressent.

3.5.2. Hypothèses et approximation par la matrice des sensibilités

Pour mener à bien les opérations, nous avons besoin de connaître les écarts de transits actifs dans les lignes, les limites maximale et minimale autorisées et une relation reliant les puissances aux transits. Grâce à la matrice des sensibilités (Cf. *Annexe B.II*), nous avons un moyen d'évaluer les variations de transits par la formule matricielle suivante :

$$[\Delta PT] = [S] \cdot [\Delta PI] \quad (IV.5)$$

Nous rappelons les différentes hypothèses nécessaires à cette approximation et développées au cours de la même annexe :

- le rapport entre la susceptance et la résistance des lignes est grand devant 1,
- il n'y a pas de surcharge avant l'aléa,
- les transits réactifs sont constants (ou autre hypothèse en remplacement de celle-ci : le rapport entre les transits actif et réactif est constant).

3.5.3. Vérification du critère

La vérification du critère est organisée en deux temps. D'abord, il faut calculer les variations de transits actifs à partir des coefficients de la matrice des sensibilités et des variations de puissances actives aux noeuds affectés par l'aléa et sa compensation. Ainsi, à partir de l'équation (IV.5), nous avons pour chaque ligne l :

$$\Delta PT_l = \sum_{j \in J} S_{lj} \cdot \Delta PI_j \quad (IV.6)$$

avec :

- ΔPT_l : Variation de transit actif dans la ligne l .
- ΔPI_j : Variation de puissance active au noeud j .
- J : Ensemble des noeuds affectés par l'aléa et sa compensation.
- S_{lj} : Coefficient de la matrice des sensibilités reliant la ligne l au noeud j .

Ensuite, la valeur des résultats est comparée aux limites tolérées. Si aucune surcharge n'est détectée, alors le critère est vérifié et l'algorithme se poursuit.

Dans le cas contraire, on envisage les différents paliers accessibles depuis l'instant précédent pour le dernier groupe mobilisé. Le critère est vérifié si :

- les variations de transits actifs dans les lignes restent en-deça des limites,
- la compensation de l'aléa en puissance est toujours réalisée aux tolérances près.

3.5.4. Limitations du critère

Les questions qui peuvent se poser sont de savoir pourquoi, en cas d'insuccès dans la vérification d'un critère, nous nous sommes restreints à n'intervenir que :

- sur le dernier groupe mobilisé de la combinaison,
- sur les paliers accessibles depuis le pas de temps antérieur à celui considéré.

Les réponses à ces interrogations reposent directement sur le principe de construction de la solution.

Effectivement, l'exploration de l'espace se fait de manière exhaustive même si des améliorations et des coupes permettent d'accélérer cette énumération. La séparation, provoquée par le passage d'une combinaison de trajectoires à la suivante, signifie l'abandon d'une partie de l'espace que nous savons vide de toute solution effective.

Par contre, en ne respectant pas l'ordre, du dernier groupe au premier, des corrections à appliquer aux points de fonctionnement des unités (*Cf. § 2.3 Explications du fonctionnement de l'algorithme d'exploration* du présent chapitre), nous bouleversons la règle d'énumération et risquons de séparer des parties susceptibles d'abriter une solution potentielle.

C'est pourquoi nous limitons notre intervention à la dernière unité mobilisée.

D'autre part, la trajectoire de chaque groupe de la combinaison courante d'unités est bâtie en fonction de la vérification des critères. Ainsi, toute modification due à l'échec d'un critère k et affectant la trajectoire de la dernière unité à partir d'un instant t entraîne la remise en cause des points de fonctionnement postérieurs à t . Cela implique qu'il faut reprendre la liste des critères à partir du premier critère respectant les deux conditions suivantes :

- son rang est strictement inférieur à k ,
- la date pour laquelle il doit être testée est inférieure à t .

Par conséquent, lors de la détection de surcharges sur le réseau, la correction du point de fonctionnement, seulement à partir des paliers accessibles depuis l'instant antérieur, permet de minimiser le nombre de critères à reprendre.

3.6. Analyse de sécurité N-1

Une analyse de sécurité N-1 se réalise en supprimant, ou en déclenchant, successivement tous les ouvrages du réseau électrique, et en recherchant si ce nouvel état induit ou non des dépassements de limites. La manière la plus grossière consiste à lancer un calcul de répartition de charges autant de fois qu'il y a de déclenchements à faire et à analyser les résultats.

Des moyens nettement plus efficaces existent. Ainsi, l'analyse cyclique de sécurité [HAR-97] permet, à partir d'informations tirées d'une situation à un instant t , d'approximer la nouvelle situation à l'instant $t + \Delta t$ dont on espère qu'elle sera proche de la précédente. Cette méthode est performante car la progression temporelle se fait sans remise en cause des événements antérieurs à l'instant considéré. Ce n'est pas le cas de notre algorithme dont le mécanisme même implique des va-et-vient incessants sur tout l'horizon temporel de la MRT.

Nous pourrions alors envisager l'utilisation des facteurs de report de charge. Ceux-ci sont calculés hors ligne pour des valeurs de production et de consommation prévisionnelles établies la veille. Ils représentent les variations de transits dans les lignes suite au déclenchement d'une branche du réseau.

Les valeurs des transits pour un déclenchement particulier sont obtenues par addition aux transits de base des facteurs correspondant à la ligne supprimée.

Cependant, outre ce report, il ne faut pas oublier que, dans notre cas, la situation de base du réseau a été modifiée suite à l'aléa : la répartition de la puissance n'est donc plus la même. En plus des reports de transits, il faudrait aussi tenir compte de ce changement dans l'évaluation des transits finaux.

Comme ce critère n'est pas jugé prioritaire par EDF pour le moment, nous ne nous sommes pas lancés dans des calculs et approximations complexes aux résultats aléatoires. Ainsi, le critère d'analyse de sécurité N-1 est disponible pour l'opérateur, mais, plutôt que de déclencher l'ensemble des lignes du réseau, nous lui laissons le choix de spécifier un nombre restreint de branches sur lesquelles agir. Une fois de plus, son expérience est mise à contribution. L'analyse en N-1 est alors lancée par l'intermédiaire du programme ASEC uniquement avec les lignes signalées.

3.7. Retour au programme initialement prévu

Nous avons différencié le critère de retour au programme initialement prévu. C'est pourquoi nous ne l'avons pas expliqué dans le chapitre relatif aux modélisations des données (Cf. *Chapitre III - § 3*). Avant d'étudier sa spécificité, nous expliquons en quoi il consiste.

3.7.1. Objectif du critère

Comme son nom l'indique, il faut qu'à la fin de l'aléa, la situation des programmes de production des unités mobilisées soit identique à celle qu'elle aurait été s'il n'y avait pas eu de MRT. Cela correspond au retour des trajectoires des unités mobilisées à leur programme de référence.

L'intérêt d'un tel critère est essentiellement d'ordre pratique : la perturbation due à la MRT sera limitée à la durée de l'aléa. Après la MRT, les groupes reviennent à une situation "normale".

C'est une contrainte très forte car elle limite considérablement le nombre d'actions correctrices susceptibles d'être appliquées sur le programme des unités. Ainsi, il devient plus difficile de trouver une solution effective. Inversement, l'exploration de l'espace des solutions est grandement facilité puisque le nombre de combinaisons entre trajectoires a diminué.

3.7.2. Nécessité de particulariser le critère

Les critères précédents, qualifiés de traditionnels, se caractérisent par un type (compensation de l'aléa, analyse de sécurité N...) et une date pour laquelle ils doivent être vérifiés. Ils disposent ensuite d'une fonction, propre à chacun, contrôlant la validité ou non de la solution potentielle.

Le retour au programme initialement prévu peut aussi se calquer sur ce mode : type, date (celle de la fin de l'aléa) et fonction propre vérifiant que les trajectoires de toutes les unités mobilisées rejoignent celle de référence.

Mais, rejoindre cette dernière ne se borne pas à vérifier que nous avons le même palier de puissance. Comme nous le verrons plus loin lorsque nous présenterons le logiciel CONSPLA, la situation est plus compliquée car elle tient non seulement compte de la puissance fournie mais aussi de différents indicateurs.

Plutôt que de compliquer la modélisation des graphes de fonctionnement pour intégrer l'ensemble de ces indicateurs, nous avons préféré la conserver telle que nous l'avons décrite. A la place, nous préférons faire un compromis en modifiant la définition du critère de retour au programme initial et en construisant des graphes de fonctionnement respectant d'emblée ce critère.

3.7.3. Spécificité du critère

Ainsi, nous décidons de faire une entorse à la modélisation des critères pour ce cas particulier. Nous édictons la règle suivante :

Si l'opérateur souhaite que la solution effective rejoigne la trajectoire prévue à la fin de la MRT, alors la recherche d'une solution se fera uniquement sur les combinaisons entre trajectoires qui respectent cet objectif.

Autrement dit, nous obligeons l'opérateur à spécifier, quand il veut l'utiliser, le retour au programme initialement prévu comme étant le critère le plus prioritaire de la liste qu'il doit définir.

3.7.4. Mise en oeuvre du critère

La conséquence de cette règle n'est pas anodine. En effet, il est inutile de vouloir travailler sur l'ensemble des graphes de fonctionnement. Par conséquent, soit leur initialisation est à revoir, soit les données sont à modifier afin de ne construire que la partie des graphes qui permet un retour à la trajectoire de référence.

Nous avons privilégié le second choix c'est-à-dire que nous avons réalisé une intervention au niveau du logiciel CONSPLA. Ceci n'entraîne aucune modification dans la réalisation de l'algorithme de recherche d'une solution de MRT.

4. STRUCTURE ET ENVIRONNEMENT LOGICIELS D'OMEGA

4.1. Généralités

Afin de limiter au maximum les développements de nouveaux programmes, nous avons largement fait appel aux logiciels développés au sein de la DER d'EDF et, plus particulièrement, à la plate-forme COCKPIT et à deux de ses fonctions : CONSPLA et CANYON. Ces deux modules nous ont permis d'accéder aux graphes de fonctionnement des groupes thermiques et des usines hydrauliques.

Nous avons aussi récupéré le corps d'un programme, ASEC, qui permet d'exécuter des analyses de sécurité N et N-k.

Cependant, nous avons dû élaborer de nombreux programmes surtout dans le but de rendre compatibles les données utilisées par COCKPIT et celles en vigueur dans ASEC.

Finalement, le programme d'aide à la MRT est l'outil final d'une chaîne de logiciels dont nous vous présentons la structure et l'environnement au cours de ce paragraphe.

4.2. Utilisation des logiciels d'EDF

4.2.1. Le logiciel CONSPLA

4.2.1.1. Description du fonctionnement de CONSPLA

Le module CONSPLA est chargé de vérifier que les programmes de production des groupes thermiques sont techniquement réalisables c'est-à-dire compatibles avec les contraintes de fonctionnement et / ou les limitations imposées par l'opérateur.

Le rôle de CONSPLA est de déterminer si le programme en question respecte toutes les contraintes. A défaut, CONSPLA recherche le programme le plus proche de celui prévu en minimisant les coûts des modifications à apporter afin d'être en conformité technique.

Pour chaque groupe, l'opération est réalisée en élaborant l'ensemble des trajectoires possibles puis en parcourant le graphe obtenu avec une méthode basée sur la programmation dynamique.

4.2.1.2. Modélisation utilisée dans CONSPLA

La construction du graphe des trajectoires se fait à partir de cinq graphes génériques composés d'états reliés entre eux par des arêtes.

Un état est une entité qui comporte diverses informations dépendant du mode de fonctionnement dynamique de l'unité. Il contient des indicateurs de marche ou d'arrêt, de mise en ou hors télé réglage et d'autorisation ou non de modulation, un numéro de palier et la durée depuis laquelle le groupe est à l'arrêt, s'il l'est.

Une arête met en relation un état amont et un état aval et caractérise un passage techniquement réalisable entre ces deux états.

Nous trouvons cinq modes de fonctionnement dynamique différents. Nous les avons regroupés dans le tableau ci-après (*Cf. Tableau II*).

La spécialisation du graphe de fonctionnement générique selon le mode du groupe en cours d'étude consistera, d'une part, à supprimer certaines arêtes pour tenir compte des contraintes autres que celles dynamiques (par exemple, pour assurer la continuité du programme entre deux journées) et, d'autre part, à créer de nouvelles arêtes pour respecter des limitations imposées (par exemple, fonctionnement à tel niveau de puissance à partir de telle heure pour une période fixée).

Type	Prise en compte des		Durée minimale des paliers	Surveillance des variations de paliers	Nb d'états	Nb d'arêtes
	arrêts	démarrages				
nucléaire 1	non	non	oui	non	81	1681
thermique classique	oui	oui	non	non	137	5617
nucléaire 2 ou thermique complet	oui	oui	oui	non	177	5697
modèle affiné de nucléaire 2	oui	oui	oui	oui	201	3601
modèle affiné de nucléaire 1	non	non	oui	oui	297	7657

Tableau II : Caractéristiques des modèles employés dans CONSPLA.

4.2.1.3. Fonctionnalités apportées à CONSPLA

L'intérêt de CONSPLA repose sur le fait qu'à un moment donné, le logiciel dispose de l'intégralité du graphe de fonctionnement du groupe thermique en cours d'étude. Après avoir identifié les routines internes au programme, nous avons inséré notre propre routine qui permet de sauvegarder la liste des arêtes accessibles à chaque instant pendant la durée de l'aléa sous la forme d'un triplet de puissances (produite et affectées au télé réglage et en réserve tertiaire) et d'un binôme indiquant les états amont et aval reliés.

Ce sont ces données que nous utilisons dans OMEGA pour initialiser les graphes de fonctionnement des groupes thermiques.

Mais, avant d'obtenir ces données, nous devons intervenir sur les fichiers d'entrée de CONSPLA. En effet, le logiciel vérifie la planification des groupes thermiques pour une ou deux journées complètes à partir de la situation de la veille. C'est pourquoi son horizon temporel démarre à minuit. Or, pour construire le graphe de fonctionnement d'une unité, nous avons besoin d'un point unique de départ à l'heure de début de l'aléa. Pour cela, nous supposons que les prévisions de programmes de production dont disposent CONSPLA sont effectivement réalisées par les groupes. Dans ce cas, si nous imposons le fonctionnement des groupes sur le programme qu'ils ont vraiment suivi pendant la période qui précède l'aléa, alors le graphe de fonctionnement que CONSPLA va bâtir comportera des degrés de liberté seulement à partir de la date de début de la MRT (*Cf. Figure VIII*).

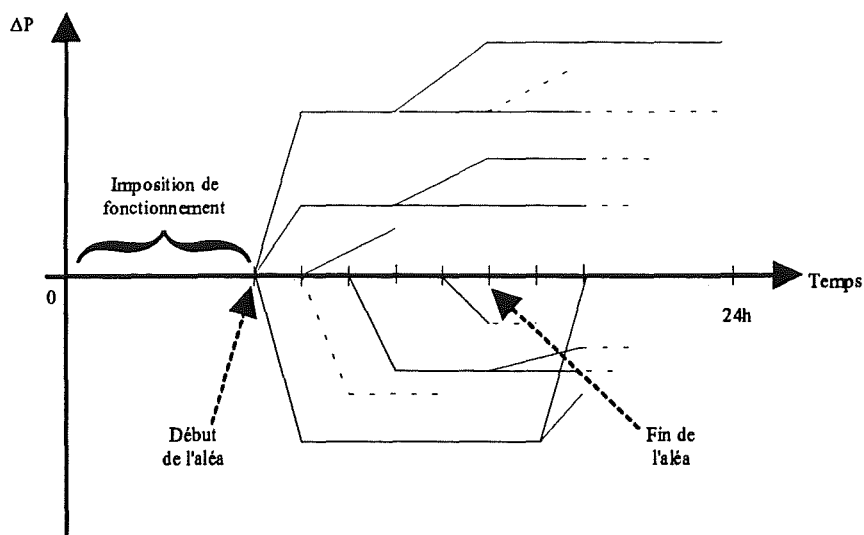


Figure VIII : Résultat d'une imposition de fonctionnement sur la construction d'un graphe de fonctionnement.

Un petit logiciel a donc été réalisé pour ajouter, dans un des fichiers d'entrée de CONSPLA, une imposition de fonctionnement pour chaque groupe depuis minuit jusqu'à l'instant d'apparition de l'aléa.

Cet utilitaire est également utilisée dans le cadre du critère de retour au programme initialement prévu. En effet, nous rappelons que la spécification par l'opérateur de ce critère oblige l'algorithme à travailler uniquement sur les trajectoires qui rejoignent celles de référence à l'issue de la MRT. Ainsi, en considérant que les programmes de production suivis par les groupes après la MRT sont ceux prévus initialement, une imposition de fonctionnement couvrant la fin de la journée à partir de la date de fin de l'aléa permettra d'obtenir les graphes de fonctionnement satisfaisant automatiquement le critère sus-nommé (Cf. Figure IX).

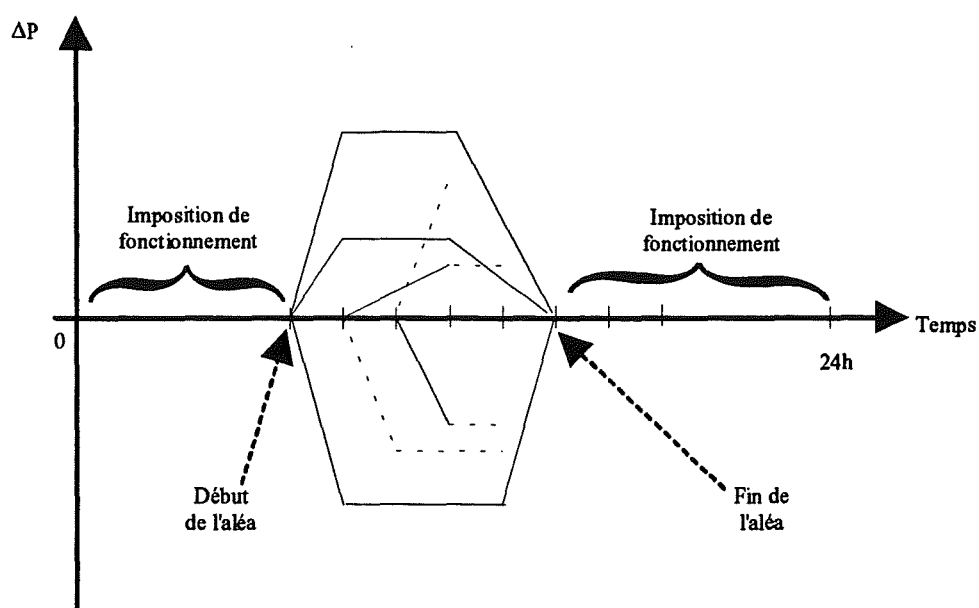


Figure IX : Mise en oeuvre du critère de retour au programme initial.

4.2.2. Le logiciel CANYON

4.2.2.1. Description du fonctionnement de CANYON

Le but du logiciel CANYON [BAT-96] est de vérifier que les programmes des vallées respectent les contraintes de fonctionnement dont les niveaux des réservoirs et les débits entre usines d'une même vallée. De façon similaire à CONSPLA, la programmation dynamique est utilisée successivement pour chaque vallée afin de rechercher le programme techniquement réalisable le plus proche de celui soumis en entrée.

4.2.2.2. Utilisation de CANYON

Le logiciel CANYON n'a pas été modifié. Seuls ses fichiers d'entrée et de sortie sont utilisés par un programme que nous avons écrit. Le rôle de ce dernier est de simplifier les données en écartant celles dont nous n'avons pas l'usage comme les débits ou les niveaux des lacs.

Mais, comme nous l'avons déjà vu, le graphe de fonctionnement des usines hydrauliques a été simplifié : il ne comporte plus que trois trajectoires, une de référence, une à la hausse et une à la baisse. De plus, les modifications du programme initialement prévu n'interviennent que sur une période limitée de deux heures.

Ainsi, le logiciel CANYON est lancé trois fois :

- Etape No 1 : Il s'agit de déterminer les programmes de production de référence.
- Etape No 2 : Les vallées sont sollicitées à leur puissance maximale pendant deux heures. Cela permet d'obtenir les trajectoires réalisables à la hausse de toutes les usines hydrauliques.
- Etape No 3 : La même opération est réalisée à puissance minimale pour disposer des trajectoires faisables à la baisse.

Remarque :

Si le critère de retour au programme initialement prévu est spécifié par l'opérateur et / ou si la durée de l'aléa est inférieure à deux heures, on prendra garde à ne pas solliciter les réserves hydrauliques plus de temps que nécessaire !!!

4.2.3. Le logiciel ASEC

4.2.3.1. Description du fonctionnement d'ASEC

Le logiciel ASEC propose, suivant le codage de quelques variables internes, une analyse de sécurité N, N-1 voire N-2. Toutes ces analyses sont basées sur un calcul de répartition de charge effectué avec la méthode de Newton-Raphson complète (Cf. *Annexe B.I*).

4.2.3.2. Interventions réalisées dans ASEC

Les interventions réalisées sur ASEC ont été aussi peu nombreuses que possibles au sein des milliers de lignes du code source.

Plus précisément, nous avons créé un module permettant le pilotage d'ASEC depuis l'extérieur. Le rôle de cet ajout est multiple. On trouve :

- L'initialisation de variables internes permettant de lancer des analyses de sécurité N, N-1.
- Une liste des lignes à déclencher en cas d'analyse N-1.
- Une liste de modifications à apporter au scénario de base (variation des puissances actives des noeuds du réseau affectés par l'aléa et sa compensation) lorsque le logiciel est sollicité pour une MRT.

D'autre part, nous avons modifié les sorties d'ASEC : nous n'utilisons que deux fichiers au lieu d'une dizaine. L'un résume simplement les contraintes qui ont été détectées (comme celles de transits actifs) dans l'étude demandée. L'autre précise les résultats complets du calcul de répartition pour un scénario donné.

4.2.3.3. Utilisations d'ASEC

Le logiciel ASEC est utilisé à deux reprises par OMEGA. Tout d'abord, nous avons recours à ce programme avant l'aléa pour élaborer :

- la matrice des sensibilités, reliant les variations de puissance active aux noeuds du réseau et les variations de transit actif dans les branches
- les valeurs maximale et minimale des variations de transit actif tolérées.

Ensuite, au cours de la MRT, ASEC est appelé depuis OMEGA pour effectuer des analyses de sécurité N et N-1.

4.3. Structure logicielle de notre plateforme

4.3.1. Présentation générale

La démarche qui a conduit à l'adoption d'une telle structure pour notre plate-forme (*Cf. Figure X*) est née du souci d'utiliser efficacement les outils d'EDF et de s'y intégrer facilement. Par conséquent, nous avons apporté un soin particulier au paramétrage d'OMEGA qui permet un pilotage soit direct par l'opérateur (c'est actuellement ainsi que nous avons procédé) soit indirect par une plate-forme telle que COCKPIT.

D'autre part, nous n'avons pas développé d'interface graphique spécifique à notre outil. En effet, le but final de notre étude étant l'intégration d'OMEGA dans COCKPIT (ou un autre logiciel d'EDF), nous utiliserions alors les possibilités d'affichage de ce dernier. Néanmoins, afin de favoriser l'interprétation des résultats, nous avons doté OMEGA de la possibilité

d'afficher des courbes de sortie via l'utilisation d'un logiciel extérieur. Nous avons choisi l'utilitaire du domaine public *gnuplot* pour sa facilité d'accès et sa disponibilité sous plusieurs systèmes d'exploitation.

Finalement, pour qu'OMEGA satisfasse les objectifs que nous lui avons assignés tout au long de notre étude, nous avons dû mettre au point de nombreuses interfaces. La réalisation de programmes annexes fut une tâche ingrate mais indispensable au bon fonctionnement d'OMEGA.

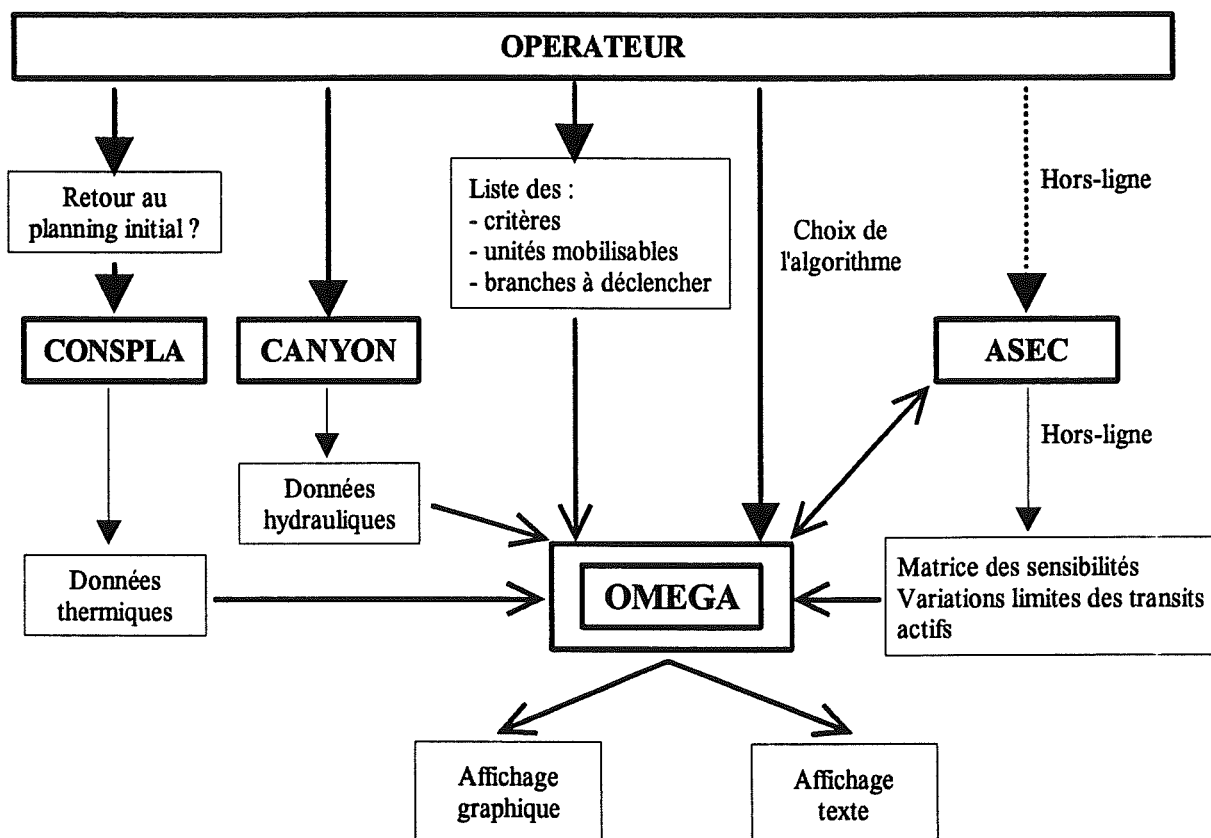


Figure X : Environnement de la plate-forme OMEGA.

Ainsi, OMEGA représente l'aboutissement d'une longue chaîne de logiciels dont les principaux sont cités ci-dessous avant d'aborder le coeur même du dispositif : la recherche de la solution de MRT.

4.3.2. Programmes annexes

4.3.2.1. Simplification des fichiers de CANYON

Le logiciel CANYON nous fournit un fichier contenant une série de chiffres et de données relatives aux débits et aux niveaux des lacs, aux puissances produites des usines, etc. Devant

l'abondance de ces informations, nous avons opéré plusieurs simplifications pour ne conserver que les consignes de production des usines.

4.3.2.2. Création de la matrice des sensibilités

Pour réaliser l'approximation des variations de transits actifs, nous avons besoin de la matrice des sensibilités. Un programme a été élaboré pour la construire à partir des scénarios et des résultats fournis par la version modifiée d'ASEC.

Deux modes sont disponibles : l'un effectue le calcul de la matrice des sensibilités avec le Jacobien complet, l'autre avec le Jacobien découplé (Cf. *Annexe B.II*).

4.3.2.3. Création des variations maximale et minimale de transit actif

De même, pour mener à bien l'analyse de sécurité N par approximation, il est nécessaire de disposer des limites à l'intérieur desquelles les variations de transits actifs sont tolérées. Travaillant à partir des résultats issus d'ASEC, les bornes maximale et minimale sont évaluées à transits réactifs constants ou à $\cos \varphi$ constant (Cf. *Annexe B.II*).

4.3.2.4. Concordance entre les noms des unités et les numéros des noeuds de connexion au réseau THT

Le logiciel ASEC ne dispose que de numéros pour définir les noeuds du réseau. De l'autre côté, la plateforme COCKPIT ne travaille qu'avec des noms d'unités ou de vallées. Il a donc fallu créer un programme qui établisse une concordance entre les groupes et les numéros des noeuds auxquels ils sont rattachés.

Cette mise en relation se fait en deux étapes. Premièrement, il faut identifier le nom du noeud de connexion pour chaque groupe thermique et usine hydraulique. Ceci est possible grâce à des listes disponibles à EDF. L'opérateur peut apporter son aide lorsqu'une unité se retrouve sans affectation. Ensuite, il faut rattacher ces noms de noeuds aux numéros utilisés par ASEC. Heureusement, une liste de mise en correspondance est construite lors de l'élaboration des scénarios pour ASEC [HAR-96].

Si, malgré tout, des noeuds de connexion demeurent sans numéro alors les unités connectées à ces noeuds ne pourront pas être mobilisées. Il en est de même pour les groupes demeurés sans noeud de connexion.

4.3.3. Coeur du dispositif

La fonction de MRT, autour de laquelle s'articule OMEGA, est un programme entièrement réalisé en langage C++. Deux versions identiques sont disponibles : l'une fonctionne sur station Sun / Unix (compilateur gnu) et l'autre sur PC / OS2 (compilateurs Borland C++ et Watcom C++). La première est installée à la DER d'EDF alors que la seconde l'est au LEG.

L'architecture interne d'OMEGA est basée sur :

- 1 classe de gestion des erreurs servant de base à toutes les autres classes exceptées les classes patrons,
- 2 classes patrons,
- 39 classes dérivées dont 11 de la classe de base et 24 de l'une des 11 classes précédentes,
- 3 classes abstraites (parmi les 39 énoncées ci-dessus),
- 11 classes de données statiques,
- 10 instanciations d'une des classes patrons.

Le fonctionnement d'OMEGA repose sur trois phases qui correspondent aux trois fonctions de la classe définissant les algorithmes : initialisation, résolution et affichage des résultats.

4.4. Environnement d'OMEGA

Après la détection d'un aléa et le déclenchement de la MRT, les interactions d'OMEGA avec l'extérieur opèrent à trois niveaux grâce aux programmes annexes que nous avons réalisés.

4.4.1. Interactions avec les logiciels d'EDF

Les modules CONSPLA et CANYON sont utilisés avant le lancement d'OMEGA. Ils permettent d'obtenir les données :

- de toutes les trajectoires des groupes thermiques,
- des trajectoires à la hausse, à la baisse et de référence des usines hydrauliques.

Quant au programme ASEC, il peut être appelé au cours de la recherche d'une solution de MRT en cas de spécification d'un critère d'analyse de sécurité N ou N-1.

4.4.2. Interactions avec l'opérateur

L'opérateur transmet une partie de son expérience à OMEGA via la définition des listes des unités mobilisables et des critères que la solution doit s'efforcer de vérifier au maximum.

En cas d'analyse de sécurité N-1, il spécifie aussi les lignes qui doivent être déclenchée.

Enfin, il choisit l'algorithme à lancer parmi les six qui sont à sa disposition.

4.4.3. Interactions pour la sortie des résultats

Un affichage graphique via l'utilitaire *gnuplot* peut être lancé à la suite de la résolution du problème. La solution trouvée, effective ou partielle, sera présentée sous la forme de deux écrans : l'un permet de montrer la compensation globale de l'aléa et l'autre les variations de puissance des unités mobilisées.

Un affichage au format texte reprend ces informations et les complète en fournissant la liste des solutions imparfaites retenues par le programme.

5. CONCLUSION DU CHAPITRE

L'objet de ce chapitre était de montrer la mise en oeuvre des principes modélisés au cours du chapitre précédent.

Ainsi, nous avons présenté la réalisation de l'algorithme de base dont le fonctionnement d'exploration par énumération puis séparation permet de rechercher une solution au problème de la MRT. Conformément à la démarche pragmatique que nous avons suivie tout au long de notre travail, nous avons détaillé des améliorations simples à apporter. Par leur intégration successive, ces dernières permettent d'obtenir plus rapidement la solution effective. Au total, nous disposons de six algorithmes dont celui de référence.

Ensuite, nous avons abordé la façon dont la vérification des critères était menée. Pour cela, nous avons exposé les cas du critère de compensation de l'aléa avec son traitement accéléré, des critères de reconstitution des réserves secondaire et tertiaire dont nous avons souligné l'intérêt relatif et des critères d'analyse de sécurité.

Pour l'instant, trois types d'analyse sont disponibles. L'analyse de sécurité N peut utiliser un calcul exact issu de la répartition de charge exécutée par le logiciel ASEC. Elle peut également se servir d'une approximation basée sur la matrice des sensibilités reliant les variations de transits dans les lignes aux variations des puissances des noeuds du réseau THT. Enfin, l'analyse de sécurité N-1 consiste à déclencher successivement les lignes d'une liste spécifiée par avance par l'opérateur.

Dans un dernier paragraphe, nous avons exposé l'usage que nous faisons des trois logiciels qu'EDF nous avait fournis.

Pour le module CONSPLA issu de la plate-forme COCKPIT, nous avons dû intégrer une de nos routines afin d'extraire les données nécessaires à la construction des graphes de fonctionnement des groupes thermiques.

Concernant le programme CANYON, également fonction de COCKPIT, seules ces données sont récupérées pour élaborer les graphes simplifiés des usines hydrauliques.

Enfin, le programme ASEC a été épuré pour le rendre pilotable depuis l'extérieur et une version, intégrant la prise en compte de modifications de puissance des noeuds du réseau ainsi qu'une analyse de sécurité N-1 sélective, a été développée.

Finalement, nous avons terminé ce chapitre en décrivant l'environnement OMEGA et ses interactions avec l'extérieur. Bien que la description de notre outil proprement dit soit succincte, elle ne doit pas masquer les nombreuses interfaces réalisées pour établir des relations avec les outils d'EDF. Ceci nous permet d'obtenir une plate-forme souple d'emploi et facilement intégrable dans COCKPIT grâce à un paramétrage soigné.

CHAPITRE V :

EVALUATION D'OMEGA

La théorie, c'est quand on sait tout et que rien ne marche.

La pratique, c'est quand tout fonctionne et que personne ne sait pourquoi.

*Ici, nous avons rassemblé théorie et pratique : rien ne fonctionne et
personne ne sait pourquoi.*

Inconnu

1. INTRODUCTION

Au cours des chapitres précédents, nous avons détaillé la modélisation et la réalisation des outils nécessaires à l'élaboration de notre plate-forme OMEGA. Nous voyons ici l'utilisation que l'opérateur peut en faire et les résultats qu'il obtient face à un aléa entraînant le déclenchement d'une MRT.

Dans un premier temps, nous faisons une synthèse du travail réalisé ; nous précisons, entre autres, les modes d'utilisation d'OMEGA. Nous abordons la place centrale qu'occupe l'opérateur, et la façon avec laquelle il organise le temps dont il dispose, dans la gestion de notre outil.

Ensuite, nous présentons quelques résultats de simulation. Ceux-ci sont l'occasion d'aborder les problèmes auxquels l'opérateur peut être confronté et nous proposons des moyens de les résoudre ou, tout au moins, de les réduire.

2. SYNTHESE DU TRAVAIL REALISE

2.1. OMEGA et l'opérateur

Un des objectifs de notre étude était de conserver à l'opérateur une place importante au sein du processus décisionnel de la MRT. Cet objectif, qui n'apparaît pas forcément lors des chapitres précédents, prend toute son ampleur lors de l'utilisation d'OMEGA. Effectivement, grâce au paramétrage mis en place (choix des unités, des critères, des algorithmes...), l'opérateur maîtrise l'outil et non l'inverse : OMEGA propose mais n'impose pas.

Parmi la charge de travail dont l'opérateur conserve la maîtrise, nous trouvons le temps de calcul. Si la puissance informatique disponible est importante, les contraintes sur la solution de MRT à rechercher pourront être plus précises ou la solution pourra être obtenue très rapidement. Au contraire, si la puissance de calcul est moindre, il faudra attendre plus longtemps avant d'avoir une solution ou adapter les contraintes du problème en les rendant plus tolérantes. Par conséquent, l'opérateur adapte ses choix à la puissance de l'ordinateur sur

lequel il travaille. Ainsi, il apparaît que son intervention a une incidence directe sur les résultats.

2.2. Utilisation d'OMEGA

2.2.1. Choix des algorithmes et des critères

Face à une MRT, l'opérateur dispose d'une panoplie d'une demi-douzaine d'algorithmes de résolution (notés NR1 à NR6) et autant de critères couvrant notamment la compensation de l'aléa et des analyses de sécurité N et N-1. Leur réalisation a été détaillée dans les paragraphes 2 et 3 du *chapitre IV*.

2.2.2. Unités mobilisables

Il y a plusieurs types de centrales en service sur le réseau électrique français :

- les unités thermiques : nucléaires, à flammes et les turbines à gaz (TAG),
- les unités hydrauliques : usines au fil de l'eau, usines gravitaires et stations de transfert et de pompage (STEP).

Dans le cadre de la MRT, chaque type a des atouts et des inconvénients. Mais, ceux-ci sont difficiles à quantifier avec précision car les données varient selon la centrale considérée et son historique. C'est pourquoi, nous trouvons plus opportun de dresser un tableau *qualitatif* des avantages et inconvénients des différents types de groupes (*Cf. Tableau I*) :

	Nucléaire	A flammes	TAG	Hydraulique	STEP
Temps de réponse	+	--	++	+++	+++
Coût	++	--	---	+ / -	+ / -
Contraintes de fonctionnement	---	--	+	++	++

Tableau I : Tableau qualitatif des caractéristiques des unités du parc de production.

Globalement, nous pouvons dresser le bilan suivant :

- Les temps de réponse des unités thermiques sont très inégaux allant du très court pour les TAG au très long pour les centrales à charbon. Au contraire, pour l'hydraulique y compris les STEP, ils sont très rapides.

- L'eau est *a priori* gratuite mais, il faut savoir qu'une décision de déstockage intempestive hypothèque les réserves futures, ce qui se répercutera d'une façon ou d'une autre par un coût car il faudra alors produire de l'électricité avec des unités thermiques qui, elles, ont un coût ! Par conséquent, la tâche de l'opérateur est ardue pour déterminer une liste ordonnée des unités mobilisables. De cette liste dépendra fortement la rapidité de l'algorithme car toute la stratégie que nous avons mise en place est fondée sur :
- l'utilisation du classement pour satisfaire l'objectif de moindre coût,
- la minimisation du nombre de groupes mobilisés,
- l'intervention des groupes jugés les plus adéquats par l'opérateur.

2.2.3. Autres options

Algorithme, critères et unités mobilisables sont des données obligatoires à fournir à OMEGA. Deux choix optionnels sont disponibles.

2.2.3.1. Nombre de solutions imparfaites à retenir

Lorsque nous avons exposé le principe de résolution de l'algorithme par énumération et séparation, nous avons constaté que les solutions abandonnées en cours de route, et que nous avons appelées solutions imparfaites, pouvaient redevenir intéressantes en cas d'absence de solution effective. En effet, il faut proposer une solution partielle à l'opérateur afin de ne pas le laisser totalement démuni face à la MRT. Parmi les nombreuses solutions imparfaites, il en est forcément une meilleure que les autres.

Ainsi, l'objectif que nous nous sommes assignés est double :

- conserver les solutions imparfaites,
- les classer.

Ce classement, déjà abordé (*Cf. Chapitre IV - § 2*), se fait en fonction de la hiérarchie des critères, du rang et du nombre des unités mobilisées. Il nous reste à déterminer le nombre de solutions à conserver car il est impossible de les stocker toutes compte tenu de la taille de l'espace à explorer.

Au lieu de figer arbitrairement un nombre maximum, nous faisons appel à l'opérateur. Si les données lui paraissent peu favorables à l'obtention d'une solution effective, il a intérêt à conserver un certain nombre de solutions imparfaites afin d'avoir un choix plus large. Au contraire, s'il juge que l'algorithme a des chances de trouver une solution effective, alors il réduira la taille de la liste conservant les solutions abandonnées.

Par défaut, le nombre maximum est fixé à dix éléments. Il faut bien voir que plus ce nombre est important, plus le temps nécessaire au classement devient grand. D'ailleurs, la procédure de tri

utilisée est significative puisque nous avons choisi un tri par insertion simple qui est efficace sur des listes de petite taille (inférieure à 50 éléments).

Il s'agit donc, pour l'opérateur, de réaliser un compromis entre rapidité et large choix sachant que plus l'éventail des solutions sera étendu, plus les décisions seront difficiles à prendre.

2.2.3.2. Sauvegarde des solutions intermédiaires

Actuellement, lorsque l'algorithme de recherche d'OMEGA est lancé, aucune information n'est divulguée avant d'avoir le résultat final sous la forme d'une solution effective ou partielle.

Il nous a paru intéressant, pour l'opérateur, de savoir où en était l'outil. Pour cela, nous introduisons un nouveau terme, celui de solution intermédiaire au rang n , que nous définissons ainsi : c'est la première solution potentielle qui vérifie les n premiers critères de la liste.

Prenons un exemple. L'opérateur a défini cinq critères et souhaite connaître la première solution potentielle qui a vérifié les deux premiers. Dans ce cas, lorsque le critère de rang 2 est vérifié pour la première fois, OMEGA sauvegarde les données de la combinaison courante de trajectoires dans des fichiers qui sont alors disponibles pour une visualisation graphique.

L'intérêt de ces solutions intermédiaires est double :

- nous savons toujours jusqu'à quel endroit l'algorithme a mené son exploration,
- nous pouvons suivre l'évolution des différentes combinaisons de trajectoires et / ou entre unités envisagées.

3. SYNTHESSES DES APTITUDES D'OMEGA

3.1. Objectifs des simulations

A l'image de notre démarche qui a servi de fil directeur à toute notre étude, nous exposons ici les différents atouts de notre méthode à travers quelques configurations typiques. En effet, nous considérons qu'il est inutile de réaliser des tests compliqués faisant intervenir des groupes thermiques et des usines hydrauliques, des analyses de sécurité N, des demandes de retour au programme, etc si nous ne sommes pas capables de prévoir le comportement d'OMEGA pour une simple compensation avec quelques centrales thermiques !

Nous présentons d'abord la mise en place des simulations puis nous dressons un bilan sur les performances générales des différents algorithmes.

Ensuite, nous montrons les aptitudes d'OMEGA face à différents aléas. Nous commençons par la compensation d'un aléa (de surproduction et de sous-production) uniquement avec des groupes thermiques. L'étude des résultats nous amène à utiliser les usines hydrauliques.

Puis, nous envisageons l'introduction des contraintes du réseau THT et analysons le comportement d'OMEGA en fonction de l'analyse de sécurité demandée et de l'ordre des critères.

Enfin, nous terminons nos simulations en examinant le cas où OMEGA ne peut nous proposer qu'une solution partielle.

3.2. Mise en place de la simulation des aléas

3.2.1. Dynamique des aléas

L'opérateur en situation de MRT peut être confronté à des aléas dont les dynamiques peuvent avoir les allures suivantes (*Cf. Figure I*) :

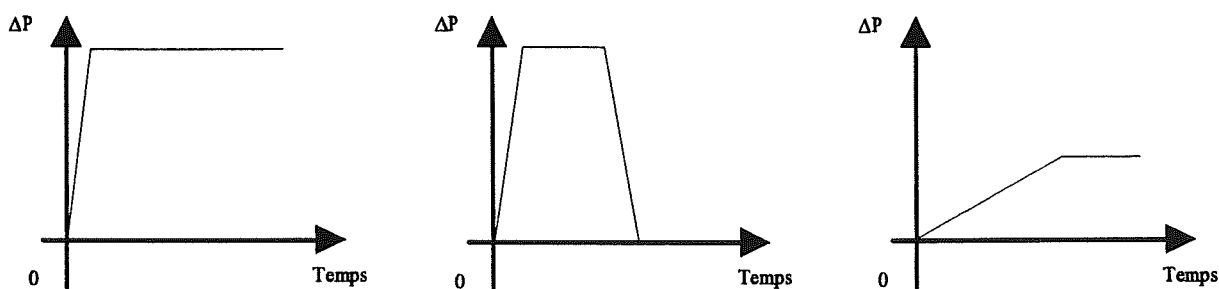


Figure I : Dynamiques d'aléas brutaux, en créneau et de dérive.

Les données numériques que nous utilisons proviennent de quelques exemples qualitativement validés par EDF. Nous les avons extrapolées à partir des renseignements que nous avons à notre disposition afin d'obtenir d'autres exemples plausibles. Nous les avons regroupés dans le tableau ci-dessous (*Cf. Tableau II*) :

Type de l'aléa	Origine	Plage de variations
Brutal	Déclenchement d'une centrale nucléaire (ou délestage de consommation)	entre 800 et 1400 MW
Dérive	Arrêt ou couplage d'un groupe thermique	jusqu'à 850 MW
Créneau	Modulation du programme d'une centrale nucléaire	entre 800 et 1000 MW

Tableau II : Origine et plage de variations des différents aléas.

3.2.2. Jeux de données

Avant d'exposer quelques résultats, nous précisons les données relatives aux unités en notre possession. Nous avons trois jeux issus de la plateforme COCKPIT. Les deux premiers sont restreints car il manque à la fois la partie réseau électrique et celle concernant les vallées hydrauliques. Par contre, le troisième jeu comporte toutes les données nécessaires à l'évaluation complète d'OMEGA c'est-à-dire avec la prise en compte de l'analyse de sécurité du réseau de transport THT. Dresser un bilan à partir d'un seul échantillon n'est guère scientifique. C'est pourquoi les résultats que nous livrons sont forcément incomplets par leur nature même et à prendre avec circonspection.

3.2.2.1. Jeu de données No 1 : Plan de production du 27 Février 1996

C'est une journée d'hiver particulièrement chargée. 67 groupes sont mobilisables sur un total de 120 environ et 39 sont à puissance maximale. Seules 37 unités peuvent dégager de la puissance à la hausse (en moyenne : + 130 MW). En contrepartie, 50 centrales peuvent revoir leur programme à la baisse (- 560 MW en moyenne).

3.2.2.2. Jeu de données No 2 : Plan de production du 9 Juillet 1996

C'est une journée d'été où le parc de production est faiblement sollicité. 68 groupes thermiques peuvent être mobilisés. 55 unités peuvent l'être à la hausse (en moyenne : + 230 MW) et 35 à la baisse (- 540 MW en moyenne).

3.2.2.3. Jeu de données No 3 : Plan de production du 7 Janvier 1997

Le total de la production s'élève, pour ce jour, à 59 700 MW en moyenne (Valeur minimale : 54 200 MW à 1h00 ; valeur maximale : 65 400 MW à 18h30).

Nous avons choisi de mobiliser les vallées pour un aléa débutant à 19h00. Cela signifie que la période d'action de l'hydraulique, d'une durée de deux heures, prendra fin à 21h00 et, à 21h30, toutes les usines hydrauliques seront revenues à leur programme de référence. Le choix de cette période a un sens puisqu'elle correspond à un des pics de consommation de la journée.

Le parc se compose de :

- 130 groupes thermiques dont 76 sont mobilisables. Parmi ces derniers, 35 groupes sont à leur puissance maximale et 21 à leur puissance minimale.

55 groupes sont adaptés aux aléas de surproduction (- 310 MW de variation moyenne). Bien que 42 unités soient aptes à réagir face à un aléa de sous-production, il faut nuancer ce nombre en considérant la valeur moyenne de la variation à la hausse qui n'est que de 65 MW !

- 20 vallées dont 19 sont mobilisables sur la période 19h00 - 21h00. Elles regroupent une soixantaine d'usines hydrauliques.

La valeur moyenne de la variation de puissance à la hausse est de 310 MW et celle à la baisse atteint - 330 MW.

Trois vallées sont à puissance maximale et deux à puissance minimale.

Le réseau de transport THT comporte 480 noeuds de connexion et 860 branches.

3.2.3. Représentation des résultats

Il nous a été difficile de simuler tous les tests sur une seule et même machine car notre étude s'est déroulée au Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble et à la Direction des Etudes et Recherches d'EDF. Ainsi, nous avons été amenés à développer notre outil sur un système PC / OS2 et à le porter sur un système Sun / Unix. Ce portage est d'ailleurs réalisé très rapidement car il consiste simplement à recompiler le projet.

C'est pourquoi, les temps de résolution que nous avons obtenus sont très disparates : il n'est pas rare de trouver un facteur 5 entre les différents ordinateurs employés. Aussi, nous avons choisi de prendre une échelle de temps normalisée pour les résultats généraux. De même, nous avons exprimé le nombre de combinaisons de trajectoires que les algorithmes avaient explorées sur une échelle normalisée.

Par contre, lorsque nous citons des exemples ponctuels, nous donnons des données chiffrées en précisant l'ordinateur utilisé pour la simulation.

Enfin, au cours de notre rapport, nous soulignons les instants pour lesquels un fait marquant mérite d'être commenté. Ces instants sont toujours exprimés, soit en minutes soit en heures, par rapport à la date de début de l'aléa.

3.3. Performances des différents algorithmes

3.3.1. Temps de résolution

Nous avons rassemblé tous les résultats que nous avons à notre disposition. Nous en avons fait la moyenne que nous avons normalisée (*Cf. Figure II*). Par défaut, l'algorithme NR1 reçoit l'indice 100.

Tout d'abord, force nous est de constater que l'amélioration de l'algorithme NR2 permet de diminuer le temps de résolution de près de 40 %.

Ensuite, nous pouvons noter que les algorithmes NR3 et NR5 ont des performances similaires, inférieures des trois-quart à celle de NR1. Cela signifie que l'amélioration de NR5 par rapport à NR3 a une efficacité assez faible.

Enfin, il est indubitable que les algorithmes NR4 et NR6 sont les plus performants : leurs temps de résolution sont réduits respectivement de plus de 94 % et 96 %. L'écart peu important entre les deux provient du rendement modéré de l'amélioration apportée par NR5.

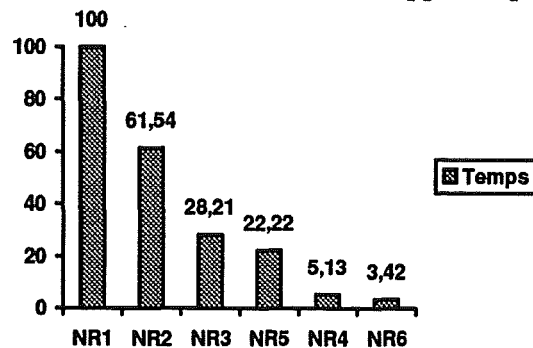


Figure II : Temps moyens de résolution.

3.3.2. Nombre d'itérations

Le nombre d'itérations correspond au nombre de combinaisons de trajectoires testées par les algorithmes avant d'aboutir à la solution (*Cf. Figure III*). Il est aussi normalisé et NR1 reçoit l'indice 100.

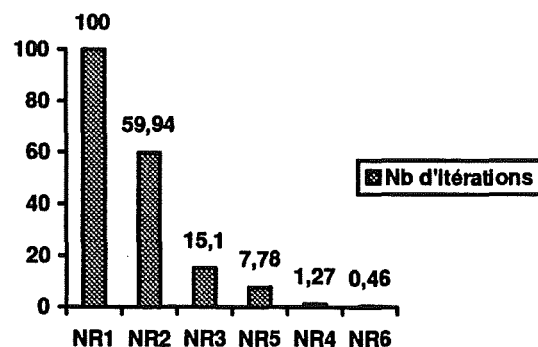


Figure III : Nombre d'itérations moyens.

Contrairement aux temps de résolution, la courbe est plus régulière. Cela signifie que chaque amélioration apportée réduit de façon significative le nombre de combinaisons de trajectoires à envisager. Cette constatation nous amène également à nuancer notre jugement sur NR5. Effectivement, si la différence de temps entre NR3 et NR5 est petite, il n'en est pas de même pour le nombre d'itérations qui a quasiment été divisé par deux. L'inefficacité relative de NR5 est donc imputable au temps passé dans les tests. Plus précisément, ce temps dépensé en vérifications est trop important en regard du nombre d'itérations économisées.

3.3.3. Nombre d'itérations par unité de temps

Le dernier indicateur que nous proposons concerne le nombre d'itérations effectuées par unité de temps (Cf. Figure IV). L'algorithme NR1 reçoit la note normalisée 100.

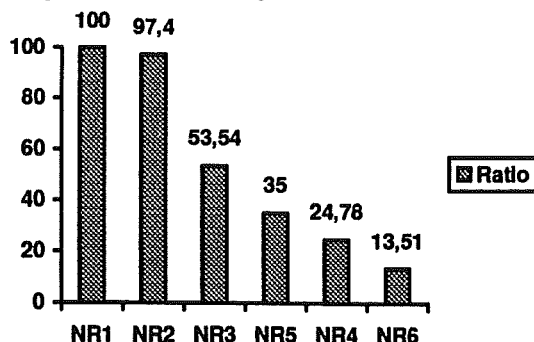


Figure IV : Ratio du nombre d'itérations sur le temps de résolution.

Cette figure est intéressante car elle montre l'impact des tests réalisés dans les différents algorithmes.

Ainsi, les tests de NR2 sont peu gourmands car le nombre d'itérations par unité de temps est quasiment le même que celui de NR1. Par contre, le ratio de NR6 est le plus faible. Cela signifie que le temps passé par l'algorithme dans les différentes phases de tests est très important au regard du nombre d'itérations envisagé.

3.3.4. Commentaires

A la vue de ces performances et comme nous l'avons espéré, nous pouvons sans conteste privilégier l'algorithme NR6 pour résoudre les problèmes de la MRT.

Réalisée dans le but d'étudier l'efficacité des améliorations apportées à NR3, la dissociation entre les algorithmes NR4 et NR5 nous a permis de montrer la réelle efficacité des tests de NR4 et, au contraire, le ratio défavorable entre temps passé en vérifications et nombre d'itérations économisées de NR5.

3.3.5. Comparaison des solutions obtenues pour les mêmes données

Nous avons signalé que les différences entre les algorithmes au niveau des solutions effectives obtenues consistaient en un changement de la valeur des paliers (Cf. Chapitre IV). Pour illustrer ces propos, nous avons choisi un exemple illustratif sur la base d'un aléa issu d'un déclenchement de 900 MW environ. Nous verrons que la différence entre les solutions provient du tri des points de fonctionnement.

3.3.5.1. Solutions sans tri des points de fonctionnement

Cette solution est fournie par les algorithmes NR1 et NR2 (Cf. Figure V).

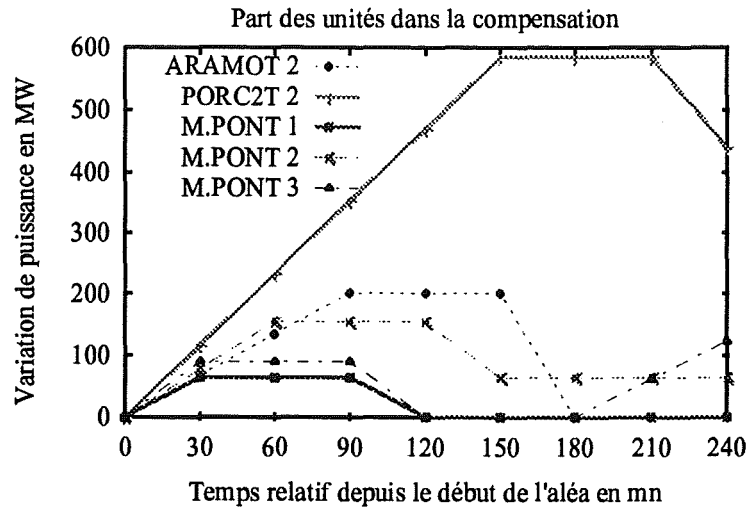


Figure V : Solution sans tri des points de fonctionnement (algorithmes NR1 et NR2).

Nous constatons que les corrections affectant les programmes de production des unités impliquées sont très nombreuses. De plus, les variations de puissance les plus importantes ne se font pas sur les centrales les plus prioritaires. Ainsi, le groupe ARAMOT 2 ne participe plus à la compensation de l'aléa à partir de l'instant $t = 180$ minutes bien qu'il soit en tête des unités mobilisées.

Enfin, la courbe de compensation de l'aléa (Cf. Figure VI) est très irrégulière. Par conséquent, l'opérateur peut être méfiant vis-à-vis de cette solution et réticent à l'accepter telle qu'elle est.

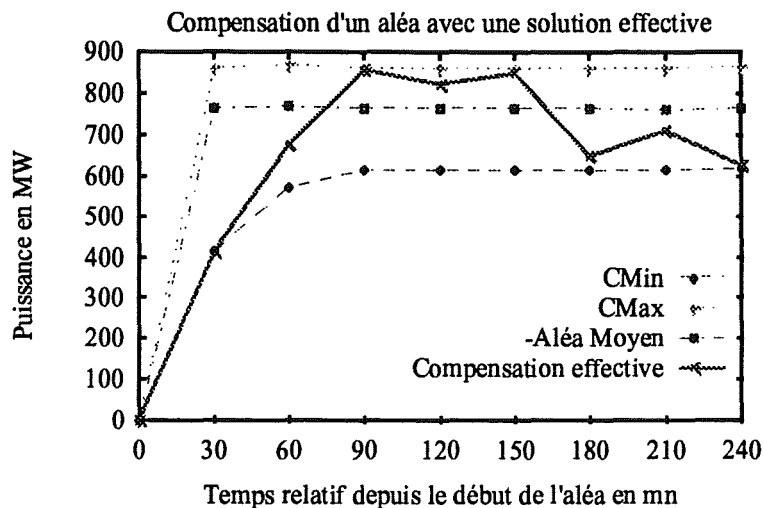


Figure VI : Courbe de compensation sans tri des points de fonctionnement (algorithmes NR1 et NR2).

Solutions avec tri des points de fonctionnement

Cette solution est proposée par les autres algorithmes (NR3 à NR6). Par rapport à NR1 et NR2, elle se caractérise par l'apport du tri des points de fonctionnement selon le niveau de l'aléa à compenser (Cf. Figure VII).

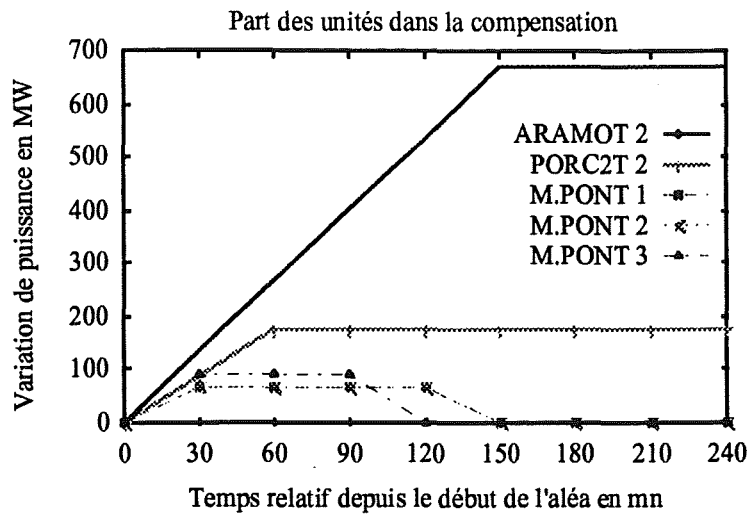


Figure VII : Solution avec tri des points de fonctionnement (algorithmes NR3 à NR6).

Le fait le plus frappant est la clarté des corrections : nous n'avons plus l'enchevêtrement de la solution sans tri. Pour chaque unité mobilisée, l'algorithme a tenté de maximiser la variation de puissance dans les limites prédéfinies. Ainsi, le groupe ARAMOT 2 se retrouve avec la modification d'amplitude la plus grande. Au contraire, la dernière centrale mobilisée, M.PONT 2, n'est présente qu'en guise d'appoint : son absence n'a de répercussion que sur la compensation de l'aléa à l'instant $t = 60$ minutes.

L'allure générale de la courbe de compensation est beaucoup moins heurtée que la précédente (Cf. Figure VIII).

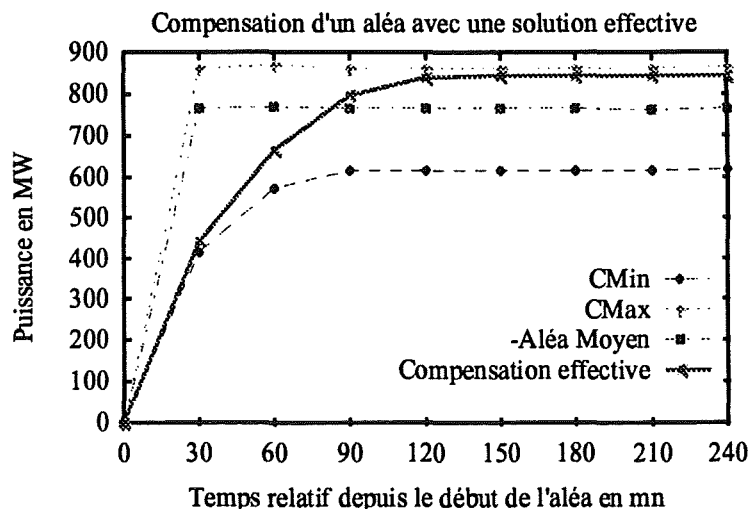


Figure VIII : Courbe de compensation avec tri des points de fonctionnement (algorithmes NR3 à NR6).

3.4. Compensation d'un aléa

3.4.1. Utilisation d'unités thermiques

La compensation d'un aléa de surproduction ne pose, en général, pas de problème car il existe toujours des unités dont la variation de puissance à la baisse est importante. Nos tests sur un délestage de consommation de 1 200 MW (Cf. Figure IX) et sur le couplage non prévu d'une unité thermique classique (Cf. Figure X) sont satisfaisants même avec une marge de compensation restreinte (+ / - 100 MW).

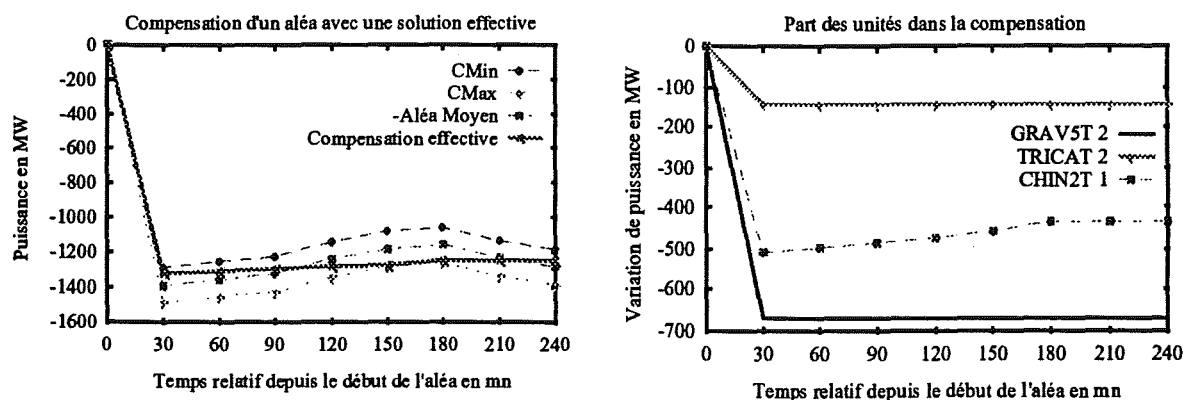


Figure IX : Compensation d'un aléa dû à un délestage de consommation.

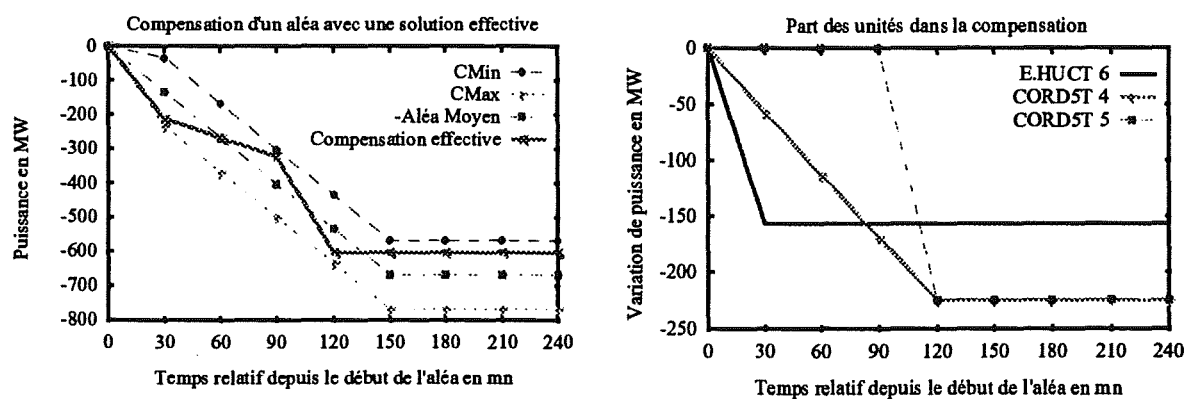


Figure X : Compensation d'un aléa dû à un couplage non prévu.

Par contre, la compensation d'un aléa de sous-production engendre plus de complications. Que ce soit avec le déclenchement d'une tranche nucléaire de 900 MW ou de 1 300 MW, tous les algorithmes butent sur la compensation au cours des premiers pas de temps.

Plusieurs raisons expliquent ce phénomène :

- Pour deux des jeux de données à notre disposition, la plupart des groupes sont utilisés à puissance élevée car nous sommes dans des périodes hivernales. Par conséquent, les unités mobilisables ne dégagent guère de puissance à la hausse.
- Les temps de réponse des unités thermiques ne permettent pas une compensation efficace au cours de la première heure après l'aléa.

Des solutions existent :

- Augmenter les tolérances sur la compensation de l'aléa. Ce paramètre est difficilement modifiable dans ce sens car il met en jeu la sûreté du système électrique.
- Supprimer les critères relatifs à la compensation lors des premiers pas de temps. Cette approche présente des limites évidentes car les marges de sécurité ne sont pas assurées. Cependant, elle permet d'obtenir une solution (Cf. Figure XI).

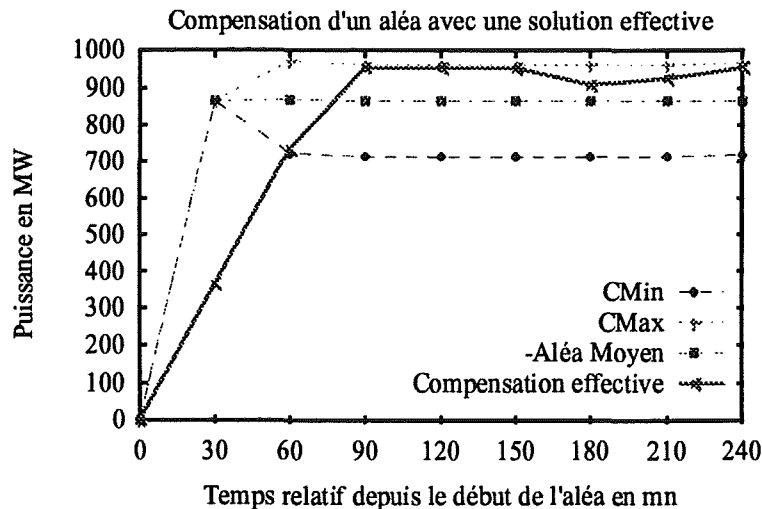


Figure XI : Compensation d'un aléa de sous-production sans critère à t=0h30.

- Faire intervenir les usines hydrauliques qui disposent de marges importantes et de temps de réponse très courts : c'est ce que nous avons tenté de faire.

3.4.2. Utilisation conjointe d'unités thermiques et hydrauliques

L'utilisation conjointe d'unités thermiques et hydrauliques ne concernent que le jeu de données numéro 3.

3.4.2.1. Succès de l'intervention des usines hydrauliques

La recherche d'une solution pour un aléa de sous-production de 1 300 MW est facilitée grâce à l'intervention des vallées hydrauliques. Ainsi, nous pouvons obtenir une solution qui permet de faire face à cet aléa (Cf. Figure XII).

Nous noterons que la solution est compliquée car elle fait intervenir sept groupes thermiques et une vallée (Cf. Figure XIII). D'ailleurs, seuls les algorithmes NR4 et NR6 ont pu la trouver dans le délai imparti de cinq minutes (sur station Sun) malgré une tolérance de ± 200 MW sur la compensation.

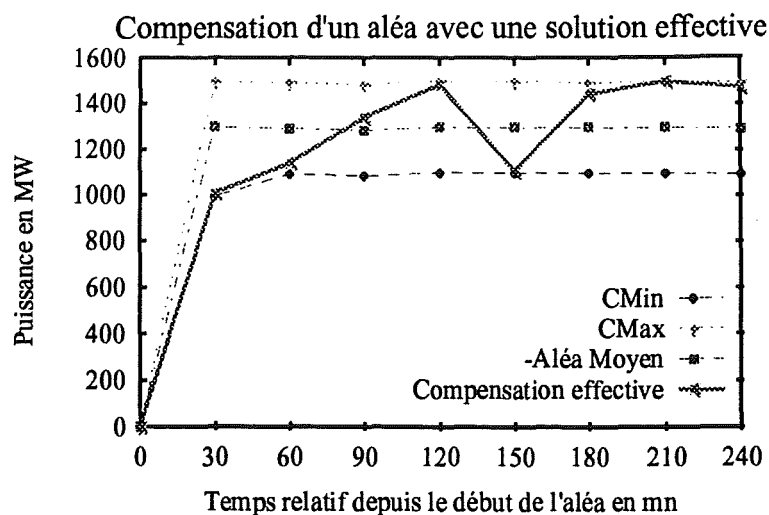


Figure XII : Courbe de compensation d'un aléa de sous-production de 1300 MW.

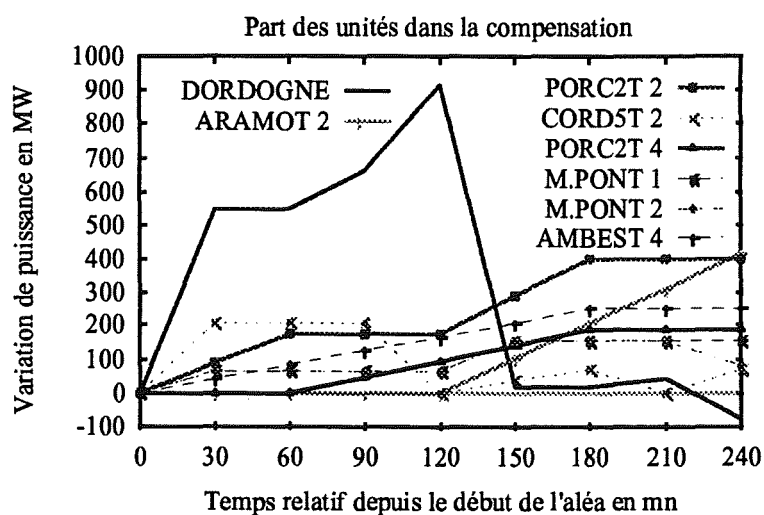


Figure XIII : Part des unités mobilisées dans la compensation d'un aléa de sous-production de 1300 MW.

Dans des cas moins extrêmes comme la perte d'une tranche de 900 MW, la solution reste compliquée mais tous les algorithmes réussissent à la trouver bien que les contraintes sur les marges de manoeuvre (+ / -100 MW) soient plus resserrées (Cf. Figure XIV).

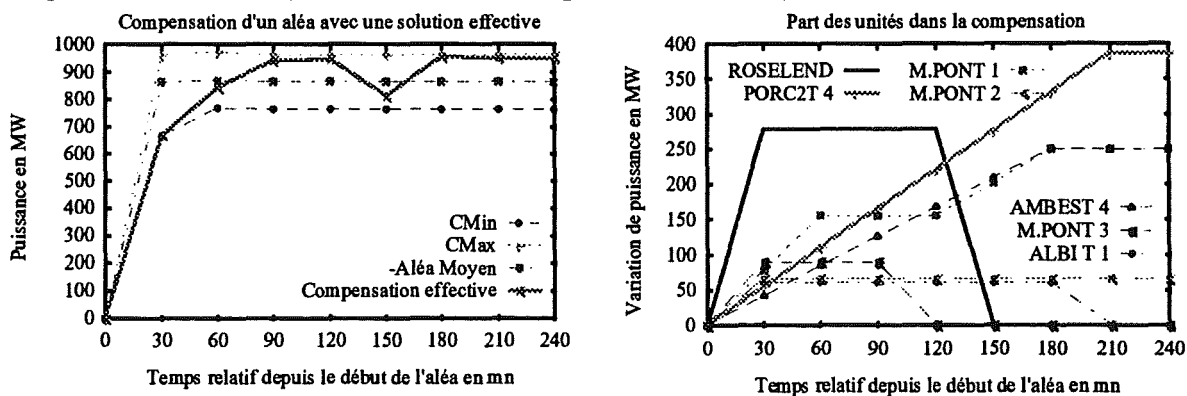


Figure XIV : Compensation d'un aléa de sous-production de 900 MW.

L'intervention des usines hydrauliques ne se limite pas aux seuls aléas issus de déclenchement d'unités. Nous retrouvons la participation des vallées lors de délestage (Cf. Figure XV) mais aussi lors d'arrêts non prévus (Cf. Figure XVI).

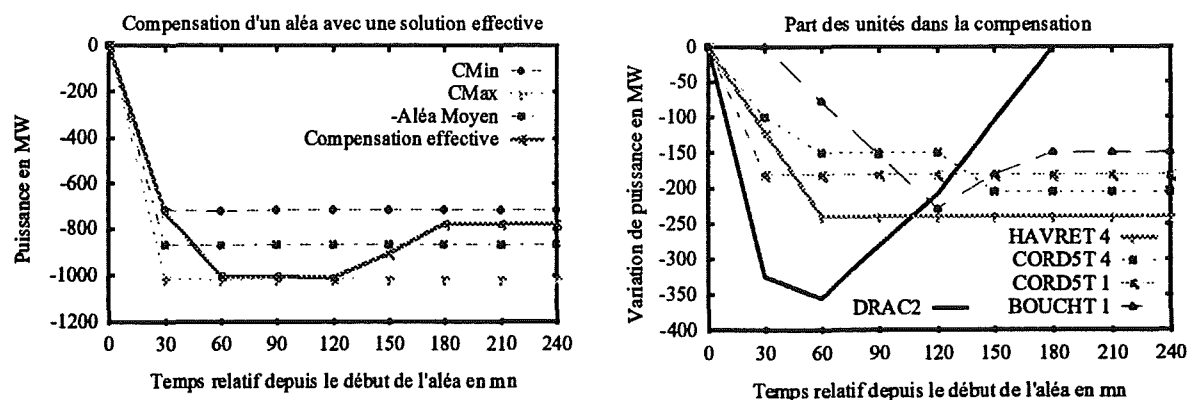


Figure XV : Compensation d'un aléa de surproduction avec la participation de vallées hydrauliques.

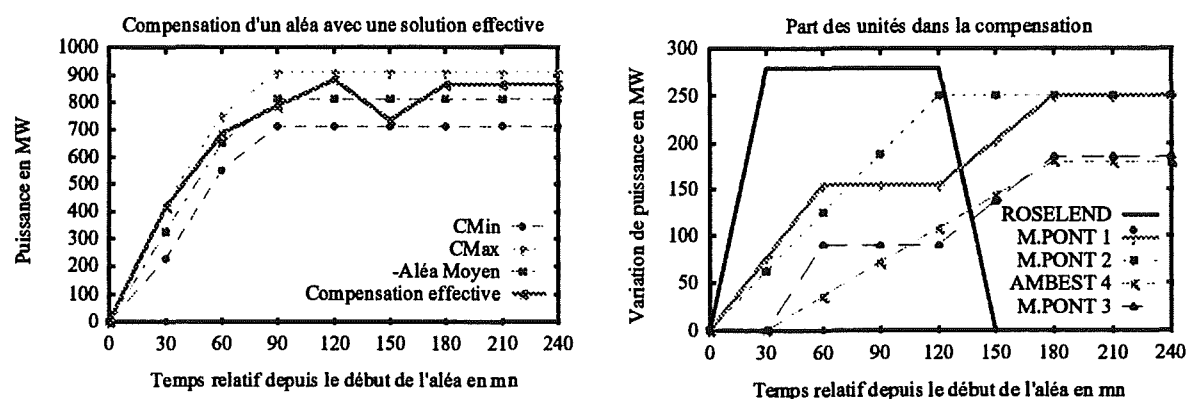


Figure XVI : Compensation d'un aléa de sous-production avec la participation de vallées hydrauliques.

3.4.2.2. Importance de la place des vallées dans la liste des unités définie par l'opérateur

La place des vallées hydrauliques dans la liste des unités définie par l'opérateur est importante. Ainsi, nous avons simulé un aléa du au déclenchement d'une tranche de 900 MW. Puis, nous avons lancé l'algorithme NR6 avec trois listes différentes comportant toutes trois vallées et onze groupes thermiques. Les résultats des simulations sont synthétisés dans le tableau ci-dessous (Cf. Tableau III). Nous avons affecté l'indice 100 au premier test.

No	Position des vallées	Solution effective	Temps de résolution	Nombre d'itérations
1	En début de liste	1 vallée 3 groupes thermiques	100	100
2	En fin de liste	8 groupes thermiques	900	2 166
3	En milieu de liste	1 vallée 3 groupes thermiques	14 200	42 767

Tableau III : Résultats de l'influence de l'ordre des unités mobilisables.

Remarque :

La solution effective du test No 3 est identique à celle du test No 1.

3.5. Prise en compte de l'analyse de sécurité

3.5.1. Avertissement

Les calculs de répartition de charges pour le réseau avant aléa nous montrent que la situation est chargée à 19h30, 20h00 et 20h30. En effet, une dizaine de lignes ont un taux de charge supérieur à 90 %. Les trois instants correspondant à ces heures risquent de poser des problèmes principalement pour l'approximation basée sur la matrice des sensibilités.

Pour des questions de rapidité, seul l'algorithme NR6 a été utilisé.

3.5.2. Cas de l'analyse de sécurité N

3.5.2.1. Résultats obtenus quand il n'y a pas de surcharge

Lors d'une analyse de sécurité, il serait intéressant de connaître le temps nécessaire à la vérification du critère. Pour cela, nous avons rajouté, à la fin de la liste des critères, une analyse de sécurité N pour chaque instant. Nous avons ensuite vérifié que la solution effective proposée n'engendrait pas de surcharge dans les lignes du réseau c'est-à-dire qu'elle était la même avec ou sans analyse de sécurité. Ainsi, nous pouvons prendre connaissance du temps supplémentaire qu'il a fallu à l'algorithme pour mener à bien sa tâche. Les résultats dont les valeurs sont normalisées sont consignés dans le tableau ci-dessous (*Cf. Tableau IV*).

Analyse de sécurité	Sans	Avec ASEC	Avec [S]
Temps de résolution	100	740	300
Nombre d'itérations	100	100	100

Tableau IV : Résultats de simulation sans surcharges.

Nous pouvons voir que l'analyse de sécurité N est gourmande en temps de calcul. Il nous reste à savoir si ce temps est vraiment pénalisant lors de la détection de surcharges.

3.5.2.2. Résultats obtenus quand il y a des surcharges

La conséquence de la présence de surcharges dans les lignes du réseau de transport THT est la remise en cause de la solution courante déterminée par l'algorithme. Il s'ensuit un allongement du temps de résolution.

Le tableau ci-dessous (Cf. *Tableau V*) regroupe les valeurs normalisées d'un des tests effectués.

Analyse de sécurité	Sans	Avec ASEC	Avec [S]
Temps de résolution	100	3292	1646
Nombre d'itérations	100	108	114

Tableau V : Résultats de simulation avec surcharges.

Remarque :

La solution utilisant la matrice des sensibilités n'a été obtenue qu'au prix de la suppression de l'analyse de sécurité N à $t = 20h30$ (90 minutes après l'apparition de l'aléa). En effet, à cet instant, une ligne dont le taux de charge avant l'aléa s'élève à 98 % est systématiquement déclarée en surcharge via l'approximation. L'algorithme n'étant pas capable d'élaborer une solution au-delà de cette heure, nous avons décidé de supprimer le critère correspondant.

Nous pouvons distinguer deux faits. Comme nous l'avons vu précédemment, l'utilisation d'ASEC est beaucoup plus pénalisante en terme de temps de calcul que celle de la matrice [S]. Par contre, le nombre de combinaisons envisagées est moindre. Cela s'explique par une limite de la validité de [S] qui entraîne une approximation créant des contraintes là où il n'y en a pas. Ce phénomène est concentré entre les instants $t = 30$ et 90 minutes après le début de l'aléa, heures où le réseau est le plus chargé.

Toutes les solutions effectives proposées compensent l'aléa pendant toute sa durée (Cf. *Figure XVII*). Par contre, elles diffèrent au niveau des unités mobilisées et des valeurs des paliers. Ainsi, la compensation de l'aléa, sans analyse de sécurité N, fournit une solution effective faisant intervenir une vallée et cinq groupes thermiques (Cf. *Figure XVIII*).

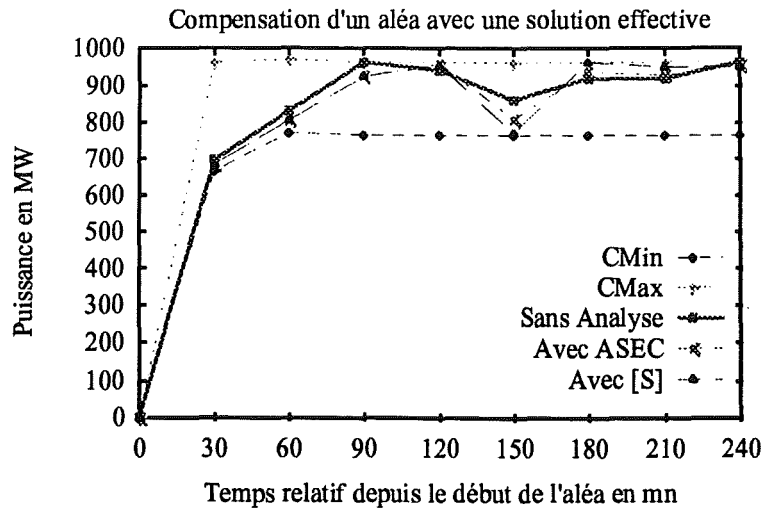


Figure XVII : Courbes de compensation de l'aléa avec et sans analyse de sécurité N.

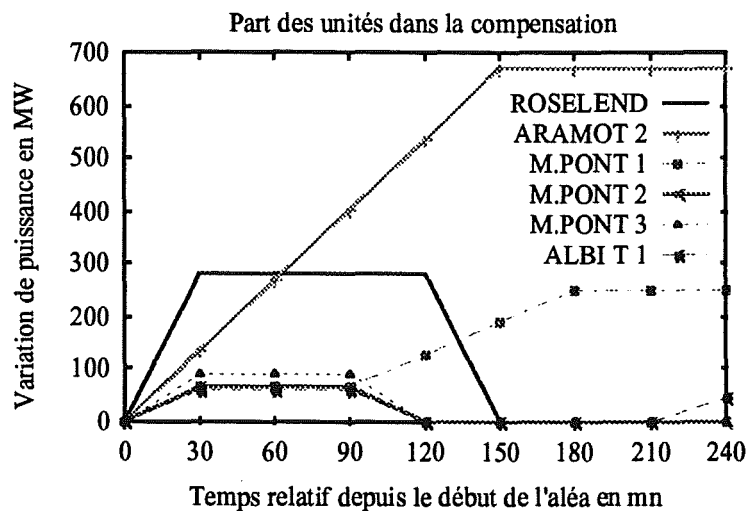


Figure XVIII : Solution sans analyse de sécurité N.

Mais cette solution engendre des surcharges de transits aux instants 19h30, 20h00 et 20h30 (soit 30, 60 et 90 minutes après le début de l'aléa). Les deux solutions effectives que nous obtenons avec analyses de sécurité éliminent ces surcharges en faisant intervenir un sixième groupe thermique (PORC2T 4).

Avec l'utilisation du logiciel ASEC, la participation des groupes ARAMOT 2 et M.PONT 1 est notablement diminué alors que la correction appliquée sur le programme de la centrale M.PONT 2 est prolongée d'une heure (Cf. Figure XIX).

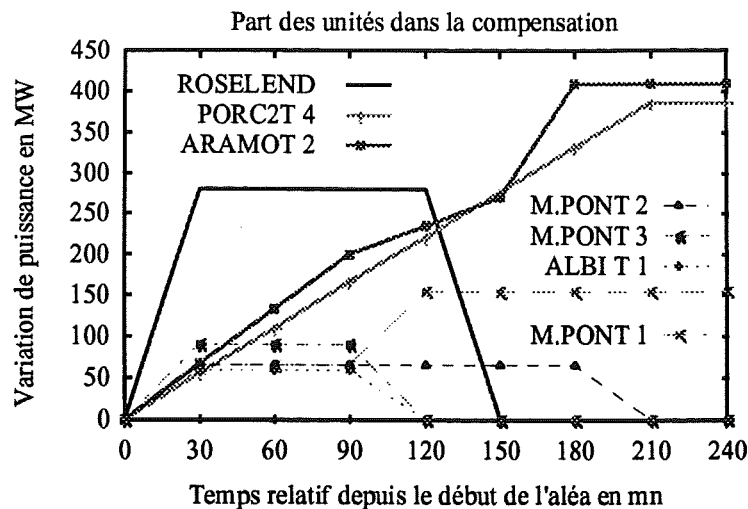


Figure XIX : Solution avec analyse de sécurité N via le logiciel ASEC.

De son côté, l'approximation via la matrice des sensibilités [S] apporte plus de changements (Cf. Figure XX). Elle diminue l'amplitude des modifications du groupe ARAMOT 2. La centrale M.PONT 1 retourne à son programme initialement prévue 180 minutes après le début de l'aléa. De même qu'avec la solution obtenue avec ASEC, le changement de palier du groupe M.PONT 2 est prolongé d'une heure. Enfin, la dernière unité mobilisée est plus sollicitée qu'auparavant.

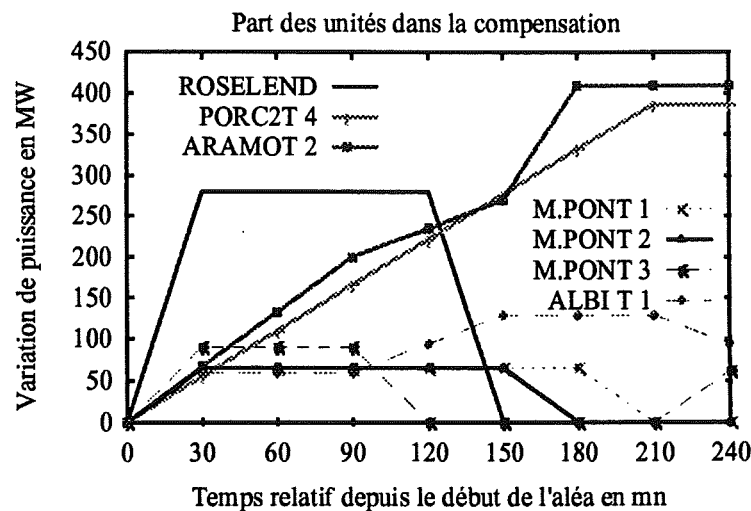


Figure XX : Solution avec analyse de sécurité N via la matrice des sensibilités [S].

3.5.2.3. Bilan sur l'analyse de sécurité N

Le bilan que nous dressons ici ne se veut en aucun cas d'ordre général car les tests utilisés ne sont issus que d'un seul jeu de données.

Néanmoins, nous pouvons constater, sans surprise, que le lancement d'ASEC est pénalisant au niveau du temps de calcul. En effet, les opérations qui ralentissent fortement le processus sont l'exécution du logiciel, la lecture sur disque dur des scénarios et l'écriture des résultats dans un fichier. Nous pourrions réduire ce temps en :

- intégrant un calcul de répartition au sein d'OMEGA afin de minimiser les appels entre programmes,
- stockant les scénarios en interne pour éliminer tous les accès au disque dur.

Par contre, nous devons souligner que cette approche fournit des résultats exacts.

L'exactitude des solutions proposées avec l'analyse de sécurité N via la matrice des sensibilités est fortement dépendante de la justesse de l'approximation réalisée. Au cours de nos tests, nous avons noté l'apparition inopinée de fausses surcharges ce qui a pour conséquence d'augmenter inutilement la recherche d'une solution effective.

Il convient de délimiter avec soin la validité de l'approximation et éviter de s'en servir lorsque le réseau est trop chargé par exemple.

3.5.3. Cas de l'analyse de sécurité N-1

Les rares tests que nous avons effectués avec des critères d'analyse de sécurité N-1 nous ont montré que leur application en temps réel était utopique en cas de détection de contraintes. En effet, si aucune surcharge n'est détectée, la recherche d'une solution effective reste dans la limite des cinq minutes autorisées malgré une augmentation conséquente du temps de résolution.

Mais, si des contraintes sont présentes, alors le temps nécessaire à l'obtention d'une solution devient prohibitif (arrêt de l'ordinateur au bout de vingt minutes sans solution).

De plus, le nombre de lignes à déclencher doit être limité afin que chaque analyse ne dure pas trop longtemps.

Bref, nous ne pouvons que déconseiller l'utilisation en temps réel de ce critère. Par contre, pour un usage hors ligne (simulations de MRT), l'analyse de sécurité N-1 redevient intéressante.

3.5.4. Influence de l'ordre des critères sur les temps de calcul d'OMEGA

Nous avons regroupé dans le tableau ci-dessous (*Cf. Tableau VI*) le nombre d'itérations effectuées par l'algorithme NR6 pour trouver une solution à un aléa du au déclenchement d'une unité de 900 MW.

La base 100 a été attribué au temps de résolution et au nombre d'itérations nécessaires pour une simple compensation de l'aléa hors analyse de sécurité (test 1).

Nombre d'itérations aux différents pas de temps									Temps
Instant	1	2	3	4	5	6	7	8	
Test 1	0,03	0,12	3,01	96,00	99,42	99,42	99,57	100	100
Test 2	1,32	1,88	115,56	115,72	115,72	115,72	115,87	116,3	239850
Test 3	100	100	100	100	100	100	100	100	740
Test 4	102,86	102,86	102,86	103,01	103,41	103,41	103,60	103,60	5900

Tableau VI : Résultats de l'influence de l'ordre des critères.

Test 1 : Compensation à tous les instants.

Test 2 : [Compensation et analyse de sécurité via ASEC] à tous les instants.

Test 3 : [Compensation à tous les instants] puis [analyse de sécurité via ASEC à tous les instants].

Test 4 : Compensation aux instants 1 à 3 suivie d'une analyse de sécurité via ASEC à ces mêmes instants. Compensation aux instants 4 à 6 suivie d'une analyse de sécurité. Compensation aux instants 7 et 8 suivie d'une analyse de sécurité

Nous pouvons noter que, sur des machines peu puissantes, le test 2 peut dépasser le délai imparti de cinq minutes. La principale raison est la rencontre de contraintes sur le réseau pour de nombreuses solutions potentielles à l'instant 2 (une heure après le début de l'aléa). En conséquence, les appels répétés à ASEC ont considérablement freiné la progression de l'algorithme. Par contre, lorsque cet écueil est franchi, la solution effective est quasiment trouvée tout de suite.

Les résultats du test 3 nous indiquent que la solution effective proposée par le premier test ne provoque pas de surcharge. Nous pouvons comparer directement le temps requis par le lancement d'ASEC : il faut 6,5 fois plus de temps pour résoudre le problème.

Au cours du quatrième test, nous construisons d'abord une solution qui compense l'aléa pour les trois premiers instants. Ensuite, nous effectuons une analyse de sécurité. Puis, nous réitérons le processus pour les trois instants suivants jusqu'à la fin de l'aléa.

Grâce à ce procédé, nous nous affranchissons du problème du test 2. En effet, l'inconvénient de ce dernier était de lancer des analyses de sécurité pour des solutions potentielles ne vérifiant pas les critères de compensation aux instants suivants. Ainsi, un nombre considérable d'analyses de sécurité avait été effectué à l'instant 2 sur des solutions qui ne permettaient pas la compensation de l'aléa à l'instant 3. Cette difficulté est en partie éludée avec la manière d'agencer l'ordre des critères dans le test 4.

3.6. Retour au programme initialement prévu

L'introduction du critère de retour au programme permet de diminuer la taille des graphes de fonctionnement des unités mobilisées. Nous avons repris quelques uns de nos tests et, dans certain cas, le temps de résolution est divisé par six ainsi que le nombre d'itérations effectuées. Nous avons simulé la compensation d'un déclenchement de deux heures (Cf. Figure XXI).

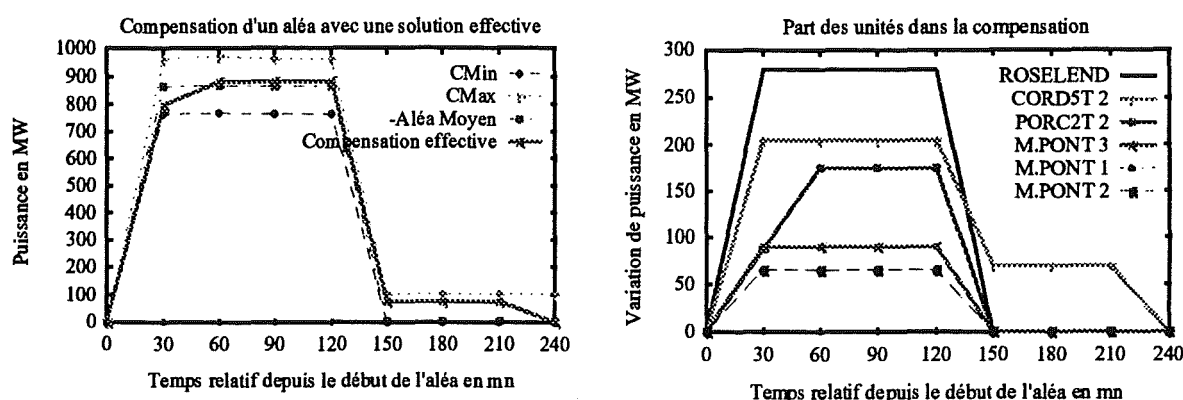


Figure XXI : Compensation d'un aléa de sous-production de deux heures.

Ce résultat est obtenu en quelques secondes avec NR6 après un peu plus de 600 itérations (station Sun).

3.7. Obtention d'une solution partielle

Quand les critères définis par l'opérateur sont trop contraignants, il se peut qu'il n'existe pas de solution effective. L'algorithme propose alors, comme solution partielle, la meilleure des solutions imparfaites (Cf. Chapitres II et IV).

La rapidité avec laquelle cette solution est proposée dépend naturellement du rang du critère que l'algorithme n'arrive pas à satisfaire. Plus le critère est loin du début de la liste, plus il faudra du temps pour achever l'exploration de l'espace des solutions. En effet, chaque fois que l'algorithme essaye de satisfaire le critère en question, cela suppose l'ébauche d'une combinaison entre trajectoires vérifiant préalablement tous les critères précédents.

Dans l'exemple ci-dessous, l'aléa présente la forme d'un créneau d'amplitude -1 300 MW et d'une durée de 2h30. L'algorithme (NR6) est incapable de trouver une solution effective avec les données fournies et propose une solution partielle (Cf. Figure XXII) en une vingtaine de secondes après avoir exploré moins de 20 000 trajectoires (station Sun).

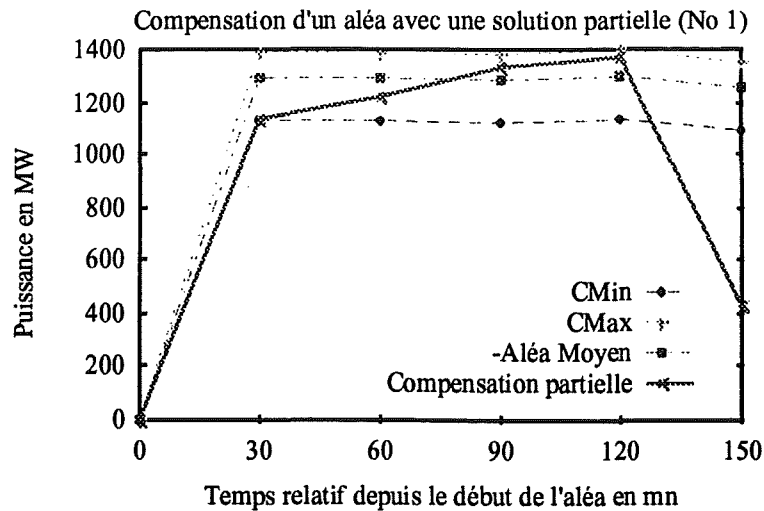


Figure XXII : Courbe de compensation partielle d'un aléa de sous-production.

Cette solution fait intervenir deux vallées et six groupes thermiques (Cf. Figure XXIII).

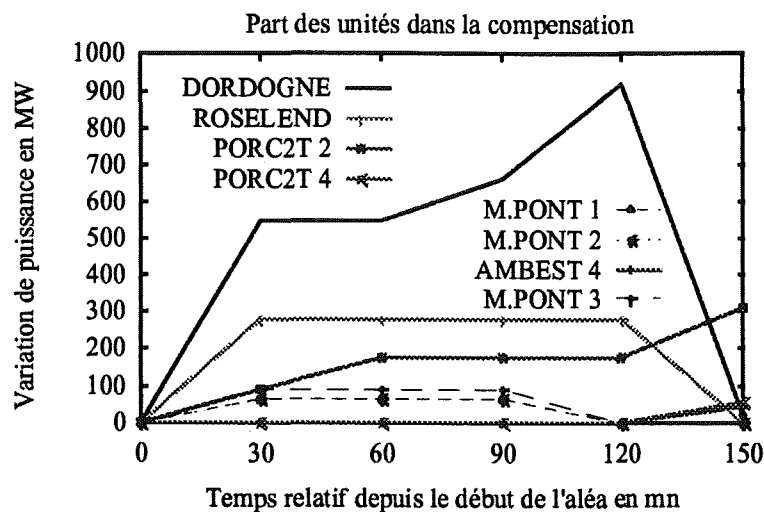


Figure XXIII : Part des unités mobilisées pour une solution partielle.

Les raisons qui ont conduit à l'obtention d'une solution partielle sont essentiellement d'ordre pédagogique : les unités mobilisables ont été choisies pour l'exemple et les tolérances sur les valeurs de compensation sont volontairement faibles.

Cependant, l'algorithme se heurte au problème, bien réel et dont nous sommes à l'origine, de l'arrêt de la contribution des vallées à $t = 120$ minutes. En effet, compte-tenu des contraintes imposées par l'enveloppe définie par les courbes-guides C^{min} et C^{max} , il est très difficile de combler cet arrêt avec les groupes thermiques. C'est un des points sur lequel nous reviendrons au cours de nos perspectives.

4. CONCLUSION DU CHAPITRE

Avant de passer aux perspectives de cette étude, nous pouvons dresser un rapide bilan des résultats de simulation que nous venons de présenter.

Tout d'abord, nous disposons d'une méthode et d'un outil qui fonctionnent en respectant les spécifications préconisées par EDF : découplage du logiciel vis-à-vis des contraintes dynamiques des unités, prise en compte de l'expérience de l'opérateur humain, algorithme simple, ouvert et extensible, solution partielle en cas d'échec et utilisation possible en temps réel.

Bien que dépendants des choix de l'opérateur (listes des critères et des unités mobilisables), les résultats obtenus nous ont montré la capacité des algorithmes à trouver rapidement une solution face à des aléas de surproduction ou de sous-production. En particulier, l'algorithme NR6 s'est révélé particulièrement performant pour tous les types d'aléas que nous lui avons soumis.

L'introduction des analyses de sécurité est marquée par l'apparition de nombreux problèmes ; les avantages d'une méthode sont ternis par ses inconvénients. Ainsi, l'utilisation du logiciel ASEC permet d'obtenir des solutions exactes mais au prix d'un allongement très important du temps de calcul. Au contraire, l'emploi de la matrice des sensibilités rend possible une accélération notable du temps de résolution. Cependant, la détection inopinée de fausses surcharges, due dans notre cas à la limite de validité de l'approximation effectuée, entraîne l'abandon de solutions effectives et la poursuite de l'exploration de l'espace de travail par l'algorithme.

Face à ce problème, l'opérateur peut alors adopter une stratégie mixte combinant les critères faisant intervenir ASEC et la matrice des sensibilités lorsque son domaine d'utilisation est valide.

PERSPECTIVES

Rien n'est plus dangereux que la certitude d'avoir raison.

B. Jacob

*Dès que tu vois que tu sais faire une chose,
mets-toi à quelque chose que tu ne saches pas encore faire.*

R. Kipling

1. PERSPECTIVES A COURT TERME

1.1. Intégration d'OMEGA à COCKPIT

La plate-forme COCKPIT est l'interface commune à plusieurs fonctions de gestion de la production journalière. OMEGA, en tant que support de la fonction MRT pourrait être incorporé à COCKPIT.

1.1.1. Eléments favorables

Cette intégration est facilitée par plusieurs facteurs favorables. Nous utilisons activement deux des modules de COCKPIT : CANYON et CONSPLA (ce dernier ayant été modifié). De plus, nous faisons largement appel à des fichiers communs de données.

D'autre part, nous avons apporté un certain soin au paramétrage d'OMEGA qui peut se régler facilement (initialisation des chemins d'accès aux données, noms des fichiers, noms des logiciels externes employés...).

Dans sa version actuelle, OMEGA propose à l'opérateur de réaliser certaines tâches fastidieuses. Entre autres, nous citerons le lancement de CONSPLA et de CANYON pour la création des fichiers des données thermiques et hydrauliques, l'écriture des différentes listes et la mise en place des fichiers de paramétrage.

Ainsi, deux actions, faciles à mener mais qui dépassent le cadre de cette thèse, sont à engager : automatiser l'élaboration des fichiers nécessaires (données et paramétrage) et proposer des éléments facilitant la construction des listes.

1.1.2. Intégration des données pour l'analyse de sécurité

Un des aspects qui nous a posé le plus de problème est l'exécution des analyses de sécurité. En effet, COCKPIT ne gère pas le réseau de transport THT donc ne possède aucune donnée relative à la topologie et à la répartition nodale de la consommation et de la production.

L'accès à ces informations devra être facilité soit dans le cadre de COCKPIT soit dans celui d'OMEGA.

1.2. Analyse de sécurité N avec un calcul de répartition

Comme nous l'avons vu lors de nos simulations, l'utilisation du logiciel ASEC est très pénalisante en terme de temps de calcul pour deux raisons. D'une part, nous exécutons un programme à partir d'un autre et, d'autre part, nous avons trois accès en lecture / écriture au niveau du disque dur.

Plutôt que de laisser de côté cette approche qui a fourni des résultats corrects, nous suggérons d'intégrer un calcul de répartition optimisé au sein d'OMEGA et de stocker, en mémoire, les différents scénarios prévisionnels ou mis à jour. En procédant ainsi, nous éliminons tous les problèmes liés à l'usage du logiciel ASEC et retrouvons une rapidité liée au traitement interne de l'analyse de sécurité N.

Cependant, il est évident que cette solution ne fait que repousser les limites techniques du problème liées à la puissance informatique disponible.

2. PERSPECTIVES A MOYEN TERME

2.1. Aide à l'opérateur dans le classement des unités mobilisables

La définition de la liste des unités mobilisables est un point délicat car cette liste conditionne, en partie, la réussite ou l'échec de l'algorithme de recherche. L'opérateur tient une place fondamentale à cause de son expérience qui lui permet d'apprécier qualitativement la situation de MRT. Pour accroître son efficacité, il serait intéressant de lui adjoindre un outil annexe qui juge quantitativement les effets possibles des différentes unités à partir des graphes de fonctionnement fournis par CONSPLA ou CANYON.

L'opérateur aurait ensuite la possibilité d'effectuer toute une série de tris multi-critères selon la puissance maximale ou minimale dégagée, la souplesse des actions, les temps de réponse à la baisse et à la hausse, le coût, la position géographique par rapport à l'aléa, etc.

Un choix possible serait de reprendre la maquette AURA et de lui ajouter des procédures de tris et d'aide à la décision capables de définir en collaboration avec l'opérateur la liste des unités mobilisables.

2.2. Amélioration de l'intervention des usines hydrauliques

Actuellement, les usines hydrauliques sont sollicitées sur une période de deux heures après le début de l'aléa et leur comportement est limité à trois trajectoires possibles. Plusieurs améliorations sont susceptibles d'augmenter leurs performances.

2.2.1. Lissage des courbes

Les trajectoires à la hausse et à la baisse sont obtenues en demandant les puissances maximale et minimale aux vallées pendant la période considérée. La principale critique que nous pouvons faire sur cette méthode est que, d'une part, l'amplitude et l'allure de l'aléa ne sont absolument pas prises en compte et, d'autre part, il n'y a pas de procédure limitant les courbes des variations maximale et minimale de puissance. Il en résulte des trajectoires inutilisables comme nous allons le voir avec l'exemple ci-dessous.

Exemple :

Vallée de la Romanche sollicitée à partir de 19h00 jusqu'à 21h00.

Heure	19h30	20h00	20h30	21h00
Variation maximale	76 MW	636 MW	1056 MW	1756 MW
Variation minimale	-1822 MW	-1262 MW	-728 MW	-28 MW

L'action de cette vallée en cas d'aléa de sous-production (ligne relative à la variation maximale) intervient trop tard et aura tendance à se substituer à des groupes thermiques.

En cas d'aléa de surproduction moyen (environ 1000 MW), nous avons un pic de variation trop important et fatal à la prise en compte de cette vallée pour composer une solution.

Par conséquent, nous proposons trois améliorations pour la construction des graphes de fonctionnement hydrauliques :

- 1/ Limiter les valeurs des variations de puissance en fonction de l'aléa. Dans l'exemple ci-dessus, si on a un aléa de surproduction de 1000 MW, on diminuera la sollicitation dégageant -1822 MW !
- 2/ Lisser les courbes obtenues en fonction de la dynamique de l'aléa. On calquera les trajectoires sur l'allure de l'aléa.
- 3/ Lisser les courbes en fonction des valeurs atteintes et de la fin de la participation de la vallée à la solution. Dans l'exemple précédent, on aura intérêt à réduire la variation maximale autorisée à 21h00 de 1756 MW. En effet, à 21h30, la participation de la vallée sera revenue à 0 MW. Nous voyons mal comment compenser un retrait d'une telle valeur uniquement en sollicitant les groupes thermiques et sans enfreindre les courbes-guides C^{min} et C^{max} !

2.2.2. Augmentation du nombre de trajectoires possibles

Plutôt que de se limiter à trois trajectoires par vallée, nous pourrions en envisager quelques unes en plus tout en restant dans des limites raisonnables. Cette augmentation de trajectoires peut se faire en développant le graphe de deux façons différentes.

Nous pouvons ajouter, à partir de l'instant de début de l'aléa, d'autres trajectoires possibles (Cf. *Figure I*). Cela se fera en appelant autant de fois qu'il sera nécessaire le module CANYON.

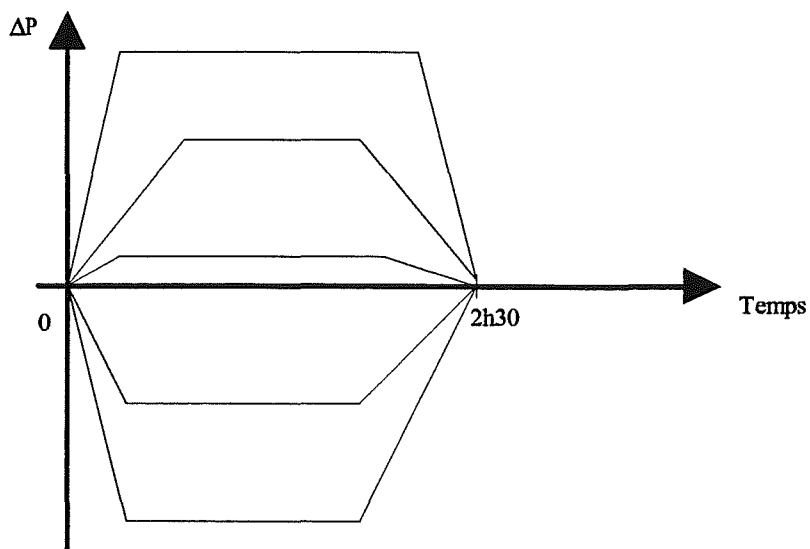


Figure I : Multiplication du nombre de trajectoires possibles en début de graphe.

Nous pouvons également rendre les changements possibles sur les trois trajectoires de base (Cf. *Figure II*).

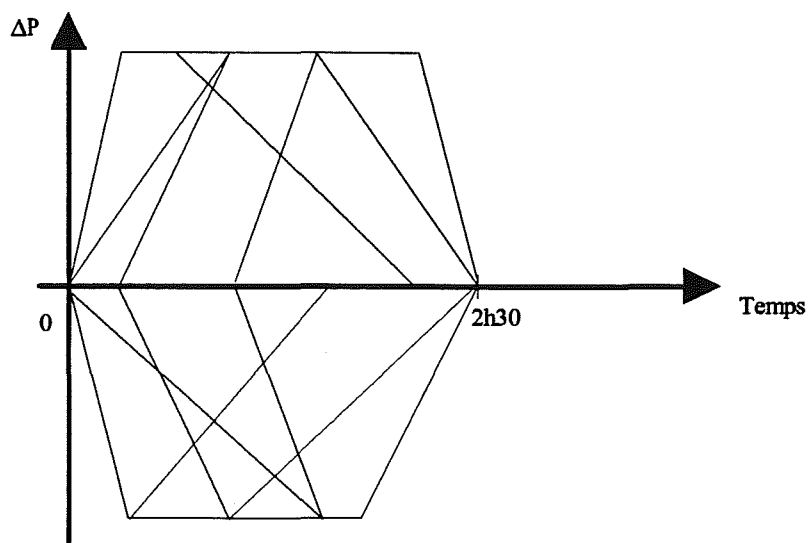


Figure II : Multiplication du nombre de trajectoires par changement en cours de route.

Cette opération ne pourra être réalisée qu'en modifiant la phase d'initialisation des vallées à partir des données issues des usines hydrauliques. De plus, partant d'une trajectoire de la vallée, le retour aux trajectoires des usines ne sera plus aussi évident qu'auparavant.

Eventuellement, nous pouvons mixer les deux approches mais la modélisation devient plus compliquée ; elle se rapproche alors de celle des groupes thermiques, et la bijection entre trajectoire de la vallée et trajectoires des usines n'est plus du tout facile à établir !

3. PERSPECTIVES A LONG TERME

3.1. Analyse de sécurité N avec la matrice des sensibilités

Lorsque l'analyse de sécurité N est menée avec la matrice des sensibilités, les variations de transit actif de toutes les lignes sont calculées. Or, certaines branches sont peu chargées et le resteront même après l'intervention de la MRT ce qui entraîne beaucoup d'opérations inutiles.

Une idée serait de ne prendre en compte dans le calcul que les branches qui nous paraissent, *a priori*, sujettes à des contraintes. Se pose le problème de la définition de telles lignes car, comme nous l'avons déjà souligné, l'une des particularités d'un réseau maillé est la sensibilité des paramètres les uns par rapport aux autres.

Nous proposons de retenir trois catégories :

- Les branches dont le taux de charge avant l'aléa est supérieur à un certain seuil, 50 % par exemple. Leur dénombrement est facile à réaliser après un calcul de répartition.
- Des branches que l'opérateur connaît comme posant souvent des problèmes de surcharges. Leur spécification est laissée à l'attention de l'opérateur.
- Les branches qui sont situées aux alentours immédiats des noeuds de connexion dont la charge est modifiée soit par l'aléa soit par la compensation.

Seule la dernière catégorie est délicate à déterminer car il faut être capable de délimiter une zone, autour des noeuds concernés, à l'intérieur de laquelle l'impact des variations de puissance est le plus important [BRA-89].

Enfin, il serait sage de trouver une méthode permettant de valider, au préalable, les limites de l'approximation réalisée par la matrice des sensibilités.

3.2. Analyse de sécurité N avec un algorithme d'optimisation

3.2.1. Utilisation des coefficients de sensibilités

La matrice des sensibilités permet d'obtenir le sens des variations entre transits dans les lignes et puissances aux noeuds du réseau. Dans notre cas, nous l'utilisons pour approximer les transits et n'en tirons aucune information relative quant à l'influence des paramètres entre eux. Nous pouvons peut être prendre en compte ces renseignements.

Remarque :

En début de thèse et avant de changer d'optique, nous avons tenu compte des sensibilités pour compenser l'aléa pas-à-pas sans provoquer de surcharge ([BOU-95]). Nous considérons un noeud i affecté par l'aléa et un noeud j par la compensation. Nous calculions alors la valeur de la compensation ΔPI qu'il était possible d'attribuer au noeud j sans provoquer de surcharge dans la ligne l par la formule :

$$\Delta PT_l = (S_{jl} - S_{il}) \cdot \Delta PI$$

La compensation et l'aléa avaient des valeurs identiques mais opposées afin de respecter l'équilibre en charge du réseau.

3.2.2. Présentation d'une méthode simple

Il est clair que la méthode qui avait prévalu alors ne peut plus s'appliquer ici car l'aléa est déjà compensé grâce à l'algorithme que nous avons mis en place. Par contre, en cas de surcharge dans une ligne l du réseau, nous pouvons tenter de ramener la variation de transit ΔPT_l à l'intérieur de ses limites en agissant sur la variation de puissance ΔPI_i au noeud i par la formule suivante :

$$\Delta PT_l^{\min} \leq \Delta PT_l = S_{il} \cdot \Delta PI_i \leq \Delta PT_l^{\max}$$

où S_{il} est le coefficient de sensibilités entre la branche l et le noeuds i .

Le choix du noeud i peut se faire judicieusement par l'intermédiaire de ce coefficient. On peut y mêler d'autres critères liés à l'indice de priorité du groupe dans la liste des unités mobilisables, sa position géographique par rapport à la ligne en question, etc.

Mais, les questions que soulèvent cette approche sont multiples :

- La valeur de la compensation est-elle toujours contenue à l'intérieur des courbes-guides C^{\min} et C^{\max} ?
- Comment reporter la puissance du noeud i vers un ou plusieurs autres noeuds ?
- Comment éviter de provoquer d'autres surcharges en faisant disparaître celle considérée ?

Nous pourrions alors essayer de passer à deux noeuds agissant dans des sens opposés vis-à-vis de la surcharge mais dont l'un reçoit le surplus de puissance de l'autre. Mais, le problème du choix des noeuds devient crucial. Aussi, il semble préférable d'envisager une méthode d'optimisation et de pouvoir agir sur tous les noeuds à notre disposition.

3.2.3. Proposition d'une méthode d'optimisation

Le problème d'optimisation que nous avons à résoudre est le suivant :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Min} \left(Fobj = \sum_{i \in I} f_i \cdot \Delta PI_i \right) \\ \text{sous les contraintes :} \\ \Delta PT_l^{\min} \leq \sum_{i \in I} S_{li} \cdot \Delta PI_i \leq \Delta PT_l^{\max} \quad \forall l \in L \\ C^{\min} \leq \sum_{i \in I} \Delta PI_i \leq C^{\max} \\ \Delta PI_i \in [\Delta PI_i^{\min}, \dots, \Delta PI_i^k, \dots, \Delta PI_i^{\max}] \quad \forall i \in I \end{array} \right.$$

où L est le nombre de lignes du réseau (ou l'ensemble des lignes à surveiller) et I représente l'ensemble des noeuds affectés par l'aléa et la compensation.

La particularité de ce problème est d'avoir des variables discrètes. Nous pouvons néanmoins le relaxer en considérant les variations de puissance comme étant continues et résoudre l'ensemble par un algorithme du Simplexe ou autre.

Cependant, d'autres difficultés apparaissent :

- Comment définir les coefficients f_i de la fonction objectif ?
- Comment repasser rapidement d'un domaine continu à un domaine discret sans trop de déboires ?
- Comment intégrer les changements dans les trajectoires des groupes avec le mécanisme d'exploration de l'algorithme ?

CONCLUSION GENERALE

Le savoir augmente et on ne peut pas dire de l'ignorance qu'elle diminue.

B. Michaux

Pas de concession, pas d'économie, pas de faux semblants, pas de raccourcis.

A. Grothedieck

L'objectif du travail présenté dans ce mémoire était de proposer une nouvelle approche pour la réalisation d'un outil d'aide à l'opérateur dans le cadre de la MRT. Après la synthèse des différentes études menées sur le sujet et l'analyse des besoins d'EDF dont nous avons extrait les spécifications fonctionnelles de notre outil, nous avons défini une méthode s'articulant autour de quatre points interdépendants :

1/ Une démarche

A partir d'un algorithme de base nous servant de référence, nous avons décidé de mettre en oeuvre une démarche pragmatique et répétitive fondée sur le principe suivant :

- analyse des résultats obtenus,
- puis, modélisation des améliorations susceptibles d'être apportées, en fonction de cette analyse ainsi que de l'expérience de l'opérateur,
- enfin, intégration des modifications dans l'algorithme de base, lancement du nouvel algorithme et rebouclage.

2/ La construction de la solution de MRT

Nous avons choisi un algorithme de base pour ses propriétés nous permettant de respecter les attentes d'EDF concernant le nombre et le choix des unités à mobiliser et la perspective de toujours disposer d'une solution même en cas d'échec. Explorant un espace de programmes techniquement réalisables, cet algorithme recherche une solution de MRT par énumération et séparation.

L'expérience de l'opérateur intervient à deux niveaux dans la phase d'exploration de l'algorithme. D'une part, l'opérateur spécifie les unités mobilisables dans une liste ordonnée. D'autre part, il détermine une liste, également ordonnée, de critères que la solution devra vérifier autant que faire se peut. Si l'un des critères échoue, un mécanisme permet de sauvegarder et de classer la solution courante pour la proposer à l'opérateur en cas d'échec de l'exploration.

Parmi les critères actuellement présents, nous trouvons la compensation de l'aléa, la reconstitution des réserves secondaire et tertiaire et le retour au programme initialement prévu. Mais, une des originalités de ce travail est la disponibilité de critères relatifs au réseau de transport THT. Deux analyses de sécurité N (transits actifs uniquement) sont à la disposition de l'opérateur : l'une fondée sur un calcul exact de répartition de charges et l'autre sur une approximation utilisant la matrice des sensibilités reliant les variations de puissances actives aux noeuds du réseau et les variations de transits actifs dans les lignes électriques. Cette dernière analyse permet, dans certains cas, de corriger la solution en cas de surcharge(s).

3/ La place de l'opérateur

Comme nous l'avons vu au cours des deux points précédents, l'expérience de l'opérateur est plusieurs fois privilégiée. De fait, dans la définition de notre objectif de travail, l'opérateur est et reste au centre du processus de la MRT. Il gère et maîtrise l'outil en orientant la recherche d'une solution, plus ou moins contrainte, par le biais de la spécification des unités mobilisables et des critères à vérifier en priorité. L'outil développé n'est pas en compétition avec l'opérateur mais il apparaît comme un partenaire, adapté à l'expérience spécifique de chacun, dont la rapidité de réaction dépend des choix effectués.

4/ La plate-forme OMEGA

L'aboutissement de cette étude est la réalisation d'une plateforme logicielle appelée OMEGA. L'utilisation de la programmation orientée objet lors de sa conception lui confère les propriétés de réutilisabilité et d'extensibilité que nous avons pleinement utilisées au cours de nos travaux. Cela laisse le champ libre à l'implantation de nouveaux algorithmes, de nouveaux critères, etc. De plus, grâce aux fonctionnalités dont nous avons muni OMEGA, comme, par exemple, son paramétrage très précis et son indépendance vis-à-vis des contraintes de fonctionnement des unités, nous disposons d'une chaîne de logiciels susceptibles de s'intégrer et de s'adapter facilement au sein des outils développés par EDF, notamment de la plate-forme de gestion de la production journalière COCKPIT.

Le développement conjoint de ces quatre axes nous a permis de reproduire quelques situations variées de MRT à partir de données réelles et d'observer le comportement d'OMEGA. Dans la plupart des simulations effectuées sur la base des indications offertes par l'opérateur, notre outil a été capable de proposer des solutions pertinentes. Ainsi, il peut s'avérer être un auxiliaire précieux dans la réalité.

Cependant, des limites sont également apparues : dépassement du délai imparti, inadéquation des variations de puissance des usines hydrauliques... Dans certains cas, elles peuvent être maîtrisées par l'opérateur grâce à l'adoption d'une stratégie adaptée (changement de l'ordre des critères, choix d'une autre méthode d'analyse de sécurité, relaxation des tolérances...), mais, parfois, elles sont spécifiques aux choix pour lesquels nous avons optés. Ces dernières concernent notamment les méthodes liées aux analyses de sécurité, la modélisation des groupes hydrauliques et la rapidité de l'exploration menée par les algorithmes existants.

Nous avons finalement présenté quelques perspectives, à plus ou moins longue échéance, qui permettraient de repousser quelques unes des limites précitées. Ainsi, avec OMEGA, nous disposons à la fois d'un outil qui peut être rapidement validé et intégré dans la plateforme COCKPIT et d'un élément de base réutilisable et extensible pour de futures études.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

Les livres peuvent éclairer la vie ; ils ne nous l'apprennent pas.

R. Quillot

- [ADI-94]** M. M. Adibi, R. J. Kafka, D. P. Milanicz, " Expert system requirements for power system restoration ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 9, No 3, pp 1592-1600, Août 1994
- [AGG-97]** R. Aggarwal, Y. Song, " Artificial neural networks in power systems ", Power Engineering Journal, Vol 11, No 3, pp 129-134, Juin 1997
- [AME-89]** R. A. M. van Amerongen, " A general-purpose version of the fast decoupled load flow ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 4, No 2, pp 760-770, Mai 1989
- [BAT-92]** J. Batut, A. Renaud, " Daily generation scheduling optimization with transmission constraints : a new class of algorithms ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 7, No 3, pp 982-987, Août 1992
- [BAT-97]** J. Batut, T. Eve, F. Pellegrino, P. Vintache, " Optimizing hydroelectric generation in operation ", Proceedings of the 16th Power Systems Computation Conference, Dresde, Allemagne, 1996
- [BIJ-93]** P. R. Bijwe, D. P. Kothari, L. D. Arya, " Alleviation of line overloads and voltage violations by corrective rescheduling ", IEE Proceedings C [Generation, Transmission and Distribution], Vol 140, No 4, pp 249-255, Juillet 1993
- [BIL-92]** R. Billinton, E. Khan, " A security based approach to composite power system reliability evaluation ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 7, No 1, pp 65-72, Février 1992
- [BOL-95]** A. Bolopion, " Instructions pour l'utilisation des listes chaînées *abLISTE* ", document interne, Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble, INPG, 1995
- [BOU-95]** J-M. Bouché, " Rapport annuel No 1 (12.94 - 11.95) ", document interne , Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble - INPG / EDF - DER, 1995
- [BOU-96]** J-M. Bouché, " Rapport annuel No 2 (12.95 - 11.96) ", document interne , Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble - INPG / EDF - DER, 1996

- [CAR-93]** E. Cartignies, " Outil d'aide à la décision pour la conduite des grands systèmes industriels : application à la mobilisation de la réserve tertiaire d'Electricité de France ", Thèse de l'Université de Valenciennes et du Hainaut Cambrésis, 27 Janvier 1993

- [CHE-89]** C. H. Cheung, M. J. H. Sterling, M. R. Irving, " Security constrained dispatch with post-contingency corrective rescheduling using linear programming ", IFAC Symposium. Power Systems and Power Plant Control 1989, Séoul, Corée du Sud, pp 111-116, 22-25 Août 1989

- [DAR-91]** P. H. Darnault, " Réalisation d'un système expert d'aide à la reconstitution d'un réseau électrique de transport après un incident généralisé ", Thèse de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, 18 Janvier 1991

- [DAV-91]** A. K. David, Z. Rongda, " An expert system with fuzzy sets for optimal planning ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 6, No 1, pp 59-65, Février 1991

- [DELF-89]** B. Delfino, G. B. Denegri, M. Invernizzi, A. Canorero, P. Forzano, " Knowledge based approaches to line overloads alleviation a comparative study ", 2nd symposium on expert systems application to power systems, Seattle, USA, pp 341-347, Juillet 1989

- [DELA-93]** C. Delannoy, " Programmer en langage C++ ", Editions Eyrolles, Paris, 1993

- [DUB-89]** L. Dubost, A. Hertz, " Expert systems as network control support tools ", 2nd symposium on expert systems application to power systems, Seattle, USA, pp 28-32, Juillet 1989

- [ELG-82]** O. I. Elgerd, " Electric energy systems theory : an introduction ", Editions McGraw Hill, 2ème édition, 1982

- [ELS-91]** S. H. El-Saeid, N. Srinivasan, " A fast line-load alleviation technique ", Modelling, Simulation & Control A, Vol 38, No 1, pp 55-64, 1991

- [FAR-95]** A. Farag, S. Al-Baiyat, T. C. Cheng, " Economic load dispatch multiobjective optimization procedures using linear programming techniques ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 10, No 2, pp 731-738, Mai 1995

- [FRA-94] F. François, " Contribution de la modélisation floue à la conception en génie électrique ", Thèse de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, 13 Décembre 1994
- [GAN-95] X. Gandibleux, " Système d'aide à la décision pour la conduite de processus perturbés ; une approche hybride fondée sur l'intelligence artificielle, la programmation linéaire et l'aide multicritère à la décision ", Thèse de l'Université de Valenciennes et du Hainaut Cambrésis, 18 Janvier 1995
- [GON-95] M. Gondran, M. Minoux, " Graphes et algorithmes ", 3ème édition, Collection de la Direction des Etudes et Recherches d'Electricité De France, Edition Eyrolles, Paris, 1995
- [GHO-96] S. Ghosh, B. H. Chowdhury, " Security-constrained optimal rescheduling of real power using Hopfield neural network ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 11, No 4, pp 1743-1748, Novembre 1996
- [GUA-96] X. Guan, P. B. Luh, B. Prasannan, " Power system scheduling with fuzzy reserve requirements ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 11, No 2, pp 864-869, Mai 1996
- [HAR-96] H. Harsan, " Analyse cyclique de sécurité : approche temps réel et intégration dans la gestion prévisionnelle ", Thèse de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, 5 Novembre 1996
- [HAR-97] H. Harsan, N. Hadjsaïd, P. Pruvot, " Cyclic security analysis for security constrained optimal power flow ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 12, No 2, pp 948-953, Mai 1997
- [HOB-88] W. J. Hobbs, G. Hermon, S. Warner, G. B. Sheblé, " An enhanced dynamic programming approach for unit commitment ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 3, No 3, pp 1201-1205, Août 1988
- [JOU-88] P. Jourdin, " Typologie et classification des aléas dans l'optique de la mobilisation de la réserve tertiaire ", note technique interne EDF - DER / Service Etudes de Réseaux - Département FCR, 28 Mars 1989

- [JOU-94] P. Jourdin, P. Vintache, B. Heilbronn, V. Lagrange, E. Cartignies, P. Millot, "Description of an on-line decision-aid tool for generation-load balance control ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 9, No 1, pp 241-247, Février 1994

- [KAZ-91] S. A. Kazarlis, A. G. Bakirtzis, V. Petridis, " A genetic algorithm solution to the unit commitment problem ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 11, No 1, pp 83-92, Février 1996

- [LAG-87] P. Lagonotte, " Analyse structurale des réseaux electriques. Application au réglage hiérarchisée de la tension du réseau français ", Thèse de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, 29 Octobre 1987

- [LAU-82] G. S. Lauer, D. P. Bertsekas, N. R. Sandell, T. A. Posbergh, " Solution of large-scale optimal commitment problems ", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol 101, No 1, pp 79-86, Janvier 1982

- [LI-93] S. Li, S. M. Shahidehpour, C. Y. Wang, " Promoting the application of expert systems in short-term unit commitment ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 3, No 1, pp 286-292, Mars 1993

- [LOW-66] P. G. Lowery, " Generating unit commitment by dynamic programming ", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol 85, No 5, pp 422-426, Mai 1966

- [MAE-92] T. Maekawa, K. Yasuda, R. Yokoyama, H. Ohtuski, Y. Mizukami, " Fuzzy coordination of multi-objectives reflecting operator's intention for dynamic generation rescheduling ", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol 14, No 5, pp 314-320, Octobre 1992

- [MAI-96] T. T. Maifeld, G. B. Sheblé, " Genetic-based unit commitment algorithm ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 11, No 3, pp 1359-1370, Août 1996

- [MAU-94] M. Mautref, P. Vintache, " An object-oriented framework for the development of interactive decision support systems ", ISAP'94

- [MED-79] T. K. P. Medicherla, R. Billinton, M. S. Sachdev, " Generation rescheduling and load shedding to alleviate line overloads - Analysis ", IEEE Transactions on Power and Apparatus Systems, Vol 98, No 6, pp 1876-1884, Novembre-Décembre 1979

- [MOH-89] A. Mohamed, C. B. Jasmon, " New techniques for secure power system operation ", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol 11, No 4, pp 226-238, Octobre 1989

- [MON-92] E. Mondon, B. Heilbronn, Y. Harmand, O. Paillet, H. Fargier, " Mars : an aid for network restoration after a local disturbance ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 7, No 2, pp 850-855, Mai 1992

- [MOY-91] O. Moya, " Power transfer control and generation rescheduling in emergencies ", Third International Conference on Power System Monitoring and Control, Londres, UK, pp 258-260, 26-28 Juin 1991

- [NGO-94] M. Ngo Quang, " Système expert d'aide à la reprise de service d'un réseau électrique après un incident généralisé ", Thèse de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, 23 Novembre 1994

- [OUY-90] Z. Ouyang, S. M. Shahidehpour, " Short-term unit commitment expert system ", Electric Power Systems Research, Vol 20, pp 1-13, 1990

- [OUY-91] Z. Ouyang, S. M. Shahidehpour, " An intelligent dynamic programming for unit commitment application ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 6, No 3, pp 1203-1209, Août 1991

- [OUY-92] Z. Ouyang, S. M. Shahidehpour, " A multi-stage intelligent system for unit commitment ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 7, No 2, pp 639-646, Mai 1992

- [PAI-79] M. A. Pai, " Computer techniques in power systems analysis ", Editions McGraw Hill, New-Delhi, 1979

- [PAN-76] C. K. Pang, H. C. Chen, " Optimal short-term thermal unit commitment ", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol 95, No 4, pp 1336-1346, Juillet / Décembre 1976

- [PAN-81] C. K. Pang, G. B. Sheblé, F. Albuyeh, " Evaluation of dynamic programming based methods and multiple area representation for thermal unit commitments ", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol 100, No 3, pp 1212-1218, Mars 1981

- [PRE-92] W. H. Press, S. A. Teukolsky, W. T. Vetterling, B. P. Flannery, " Numerical recipes in C ", 2ème édition, Editions Cambridge University Press, New-York, 1992

- [PRA-96] P. Prados, " La qualité en C++ ", Editions Eyrolles, Paris, 1996

- [QUI-90] V. H. Quintana, N. Muller, " Overload and voltage control of power systems by line switching and generation rescheduling ", Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering, Vol 15, No 4, pp 167-173, 1990

- [RAH-88] S. Rahman, R. Bhatnagar, " An expert system based algorithm for short-term load forecast ", IEEE Transaction on Power Systems, Vol 3, No 2, pp 392-399, Mai 1988

- [REN-93] A. Renaud, " Daily generation management at Electricité de France from planning toward real time ", IEEE Transactions on Automatic Control, Vol 38, No 7, pp 1080-1093, Juillet 1993

- [SAG-93] V. Sagar, S. Vankayala, N. D. Rao, " Artificial neural networks and their applications to power systems - a bibliographical survey ", Electric Power Systems Research, Vol 28, pp 67-79, 1993

- [SAK-84a] M. Sakarovitch, " Optimisation combinatoire : graphes et programmation linéaire ", Editions Hermann, Paris, 1984

- [SAK-84b] M. Sakarovitch, " Optimisation combinatoire : programmation discrète ", Editions Hermann, Paris, 1984

- [SAN-97] S. Saneifard, N. R. Prasad, H. A. Smolleck, " A fuzzy logic approach to unit commitment ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 12, No 2, pp 988-995, Mai 1997

- [SAS-92] H. Sasaki, M. Wanatabe, R. Yokoyama, " A solution method of unit commitment by artificial neural networks ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 7, No 3, pp 974-981, Août 1992
- [SHAN-93] A. Shandilya, H. Gupta, J. Sharma, " Method for generation rescheduling and load shedding to alleviate line overloads using local optimisation ", IEE Proceedings C [Generation, Transmission and Distribution], Vol 140, No 5, pp 337-342, Septembre 1993
- [SHAW-95] J. J. Shaw, " A direct method for security-constrained unit commitment ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 10, No 3, pp 1329-1342, Août 1995
- [SNY-87] W. L. Snyder, H. D. Powell Jr, J. C. Rayburn, " Dynamic programming approach to unit commitment ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 2, No 2, pp 339-350, Mai 1987
- [STO-72] B. Stott, " Decoupled Newton load flow ", IEEE Transactions on Power and Apparatus Systems, Vol 91, pp 1955-1959, Septembre-Octobre 1972
- [STO-74] B. Stott, O. Alsac, " Fast decoupled load flow ", IEEE Transactions on Power and Apparatus Systems, Vol 93, No 3, pp 859-867, Mai-Juin 1974
- [STO-79] B. Stott, J. L. Marinho, " Linear programming for power-system network security applications ", IEEE Transactions on Power and Apparatus Systems, Vol 98, No 3, pp 837-848, Mai-Juin 1979
- [TI-D4I] Techniques de l'Ingénieur, Vol D4, Tome I, Section 090, " Réseaux de transport et d'interconnexion de l'énergie électrique - Fonctionnement et réglage " par P. Bonnard et M. Pavard, pp 1-26 (" Réglage de la fréquence et de la puissance active ", pp 9-14)
- [TIN-67] W. F. Tinney, C. E. Hart, " Power flow solution by Newton's method ", IEEE Transactions on Power and Apparatus Systems, Vol 86, No 11, pp 1449-1460, Novembre 1967

- [TON-91] S. K. Tong, S. M. Shahidehpour, Z. Ouyang, " A heuristic short-term unit commitment ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 6, No 3, pp 1212-1216, Août 1991

- [VIL-87] F. E. Villaseca, B. Fardanesh, " Fast thermal generation rescheduling ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 2, No 1, pp 65-71, Février 1987

- [VIN-92] P. Vintache, " Etude AURA : Bilan et Perspectives ", document de travail interne EDF - DER / Service Etudes de Réseaux - Département FCR, 31 Décembre 1992

- [WAN-90] C. Y. Wang, Z. Ouyang, S. M. Shahidehpour, N. Deeb, " Unit Commitment by neural networks ", Proceedings American Power Conference, Vol 52, pp 245-250, 1990

- [WAN-95] S. J. Wang, S. M. Shahidehpour, D. S. Kirschen, S. Moktari, G. D. Irisarri, " Short-term generation scheduling with transmission and environmental constraints using an augmented lagrangian relaxation ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 10, No 3, pp 1294-1301, Août 1995

- [WOO-84] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, " Power Generation, Operation and Control ", Editions John Wiley & Sons, 1984

- [YOK-88] R. Yokoyama, S. H. Bae, K. Aoki, H. Sasaki, " Dynamic generation rescheduling by multi-criteria optimization in power system emergency control ", IFAC Power Systems Modelling and Control Applications, Bruxelles, Belgique, pp 265-271, Septembre 1988

- [YOK-89] R. Yokoyama, T. Matsumoto, T. Niimura, Y. Ueki, " An expert system for interactive operation guidance in power system emergency control ", 2nd symposium on expert systems application to power systems, Seattle, USA, pp 348-353, Juillet 1989

ANNEXE A

L'homme raisonnable s'adapte au monde.

L'homme déraisonnable tente sans relâche d'adapter le monde à lui-même.

Par conséquent, le progrès dépend des hommes déraisonnables.

G.B. Shaw

I. FREQUENCE ET ETUDE DES ALEAS

A. Introduction

Cette annexe présente le bilan d'une étude réalisée au sein de la DER d'EDF [JOU-88]. Elle fait le point sur la fréquence et la nature des aléas rencontrés sur la période s'étendant du 01/12/87 au 31/03/88 (soit 122 jours) à partir des annales du Centre National des Mouvements d'Energie.

B. Etude des aléas

1. Aléas relevés

556 aléas ont été relevés au cours de la période d'étude dont :

422 aléas affectant la production	:	75,90 %
98 aléas affectant la consommation	:	17,63 %
36 aléas portant sur les échanges (avec l'étranger)	:	6,47 %

2. Aléas affectant la production

Origine de l'aléa	Nb de cas	% (prod.)	% (total)
Déclenchement d'unités	115	27,25	20,68
Echelon de puissance sur une unité	23	5,45	4,14
Modulation non conforme ou non prévue	89	21,09	16,00
Arrêt / couplage non conforme ou non prévu	132	31,28	23,74
Limitation et indisponibilité	48	11,37	8,63
Retour non prévu à la disponibilité	7	1,66	1,26
Modification de performances	8	1,90	1,44

3. Aléas affectant la consommation

Origine de l'aléa	Nb de cas	% (cons.)	% (total)
Déclenchement de consommations	30	30,61	5,40
Ecart de consommation réalisée / prévue	50	51,02	8,99
Déformation de la courbe prévisionnelle	18	18,37	3,24

4. Aléas portant sur les échanges avec l'étranger

Origine de l'aléa	Nb de cas	% (cons.)	% (total)
Modification d'échanges	21	58,33	3,78
Déclenchement d'interconnexion	14	38,89	2,52
Limitations de transits	1	2,78	0,18

C. Analyse des aléas

Il est intéressant de classer les aléas répertoriés ci-dessus. Nous pouvons distinguer trois types d'aléas d'après les conséquences qu'ils engendrent sur la courbe traduisant l'écart (ou la désadaptation) entre la production et la demande.

1. Les aléas brutaux

Les aléas brutaux provoquent des échelons très importants sur la courbe de désadaptation. Très fréquents, ils surviennent principalement lors de déclenchements d'unités ou de délestage de consommation.

Leurs effets sont doubles. D'une part, ils agissent immédiatement et proportionnellement à leur amplitude sur la réserve primaire (modification de la fréquence). D'autre part, si la situation persiste, la réserve secondaire fréquence-puissance est également sollicitée.

2. Les aléas lents

Les aléas lents modifient la courbe d'écart production-demande de façon moins prononcée que les précédents. La réserve primaire n'est que faiblement employée et restituée par l'utilisation progressive de la réserve secondaire.

Leurs origines sont les arrêts / couplages d'unités non prévus ou non conformes, les modulations des programmes non prévues ou non conformes, les dérives de la consommation et les modifications des échanges avec l'étranger.

La sécurité du système est assurée dans l'immédiat.

3. Les aléas sans impact immédiat

La dernière catégorie est constituée par les aléas sans impact immédiat. Les réserves primaire et secondaire ne sont pas affectées dans l'immédiat. Par contre, la constitution des réserves à un horizon plus lointain peut être modifiée.

Les limitations et indisponibilités, les retours non prévus à la disponibilité et les modifications de performances (gradients, réglages...) sur les unités font partie de cette classe d'aléas. S'y ajoutent aussi les modifications sur les échanges dues à la limitation des transits.

Ces aléas ne relèvent pas de la MRT.

D. Aléas et MRT

Un aléa est jugé significatif lorsque la durée de la sollicitation de la réserve secondaire fréquence-puissance et l'amplitude de la perturbation sont importants.

Ainsi, les aléas non significatifs concernent essentiellement les modulations, les arrêts et les couplages non conformes ou non prévus. Ils sont caractérisés par des allures en forme de pics, de cloches ou de créneaux s'étendant sur des périodes temporaires de l'ordre du temps d'action de la réserve secondaire soit une dizaine de minutes.

Les aléas significatifs sont relatifs aux autres incidents qui sollicitent durablement cette réserve tant que des actions correctrices n'ont pas été entreprises. La MRT sera déclenchée uniquement pour ce genre d'aléas.

II. ETUDES SUR LA MOBILISATION DE LA RESERVE TERTIAIRE

A. Introduction

La Mobilisation de la Réserve Tertiaire (MRT) est un sujet de recherche peu traité. La résolution de ce problème est une tâche habituellement confiée au seul opérateur qui agit en fonction de son expérience faute d'outil disponible.

Dans le cadre du réseau électrique français, EDF a entrepris plusieurs études sur le thème de la MRT.

B. SMART : Système de Mobilisation Automatisée de la Réserve Tertiaire

Il s'agit de la première étude à aborder le problème de la MRT ([CAR-93], [JOU-94]). Elle a permis, en premier lieu, de définir le cadre de la MRT avec précision.

1. Définition des tâches relevant de la MRT

Elles sont au nombre de quatre :

- L'analyse de la situation basée sur la nature de la désadaptation entre la production et la demande (DPD), les prévisions à court-terme et l'évaluation des possibilités du parc de production.
- L'élaboration d'une stratégie.
- La transmission des ordres aux moyens de production.
- La surveillance du déroulement des opérations et analyse de l'état final.

2. Définition de la formulation de l'aide à la MRT

A partir de ces différentes tâches, il est possible de préciser la fonction globale d'aide à la MRT qui doit permettre :

- la détection automatique de la mise en oeuvre de la MRT,
- l'élaboration d'une solution,
- la présentation des propositions de solutions.

Cette fonction doit également répondre aux exigences de qualité telle que :

- la crédibilité
- la rapidité d'obtention (temps de réponse inférieur à 5 minutes),
- la robustesse,
- l'interactivité.

3. Décomposition du problème de la MRT

Finalement, le problème de la MRT revient à suivre les trois étapes suivantes :

- Identification de la perturbation nécessitant une action de MRT.
- Sélection des groupes à solliciter et attribution d'un programme de production respectant : le domaine de fonctionnement du groupe, les contraintes du réseau, les marges de sécurité et l'équilibre production-demande.
- Suivi de l'action.

A partir de cette analyse générale de la MRT, deux catégories d'objectifs à satisfaire sont proposées.

4. Objectifs quantitatifs

Ils correspondent à deux courbes-guides de puissance, appelées C_{min} et C_{max} , définissant une enveloppe énergétique : la borne inférieure est l'objectif minimal pour ramener le système électrique à un état satisfaisant alors que la borne supérieure est l'objectif maximal à ne pas dépasser afin d'éviter une surcompensation de l'aléa traité.

5. Objectifs qualitatifs

D'autres objectifs, plus difficilement quantifiables, sont définis : la souplesse d'une action, son coût, la consommation de réserve tertiaire, la possibilité de retour au programme initial à l'issue de l'aléa.

6. Méthode de résolution du problème de la MRT par SMART

La méthode de résolution proposée dans le cadre de la maquette SMART est une stratégie heuristique de placement de groupes. Elle traduit l'ensemble des qualités souhaitées au sein d'un même critère. Ce critère est basé sur une série de cinq coefficients traduisant les objectifs qualitatifs.

La génération d'une combinaison est une suite séquentielle d'opérations. Pour chaque groupe, le programme maximal est évalué d'après le critère défini plus haut. Seuls les meilleurs moyens sont retenus. Ces derniers sont placés tour à tour en adaptant leur courbe de puissance selon l'enveloppe énergétique. Une nouvelle évaluation est ensuite réalisée et permet de sélectionner et de conserver le meilleur moyen. Le processus est alors réitéré jusqu'à ce que l'enveloppe globale soit entièrement comprise entre les deux courbes-guides C_{min} et C_{max} . Si une impossibilité apparaît, le retour en arrière est possible.

Cette méthode a été testée sur différents aléas avec succès. Les solutions adoptées par la maquette mise en oeuvre sont proches de celles suggérées par l'opérateur.

7. Conclusion

L'approche retenue est donc globale dans le sens où on tente de résoudre le problème directement sur tout l'horizon de la MRT, groupe après groupe. De plus, elle est entièrement automatisée : l'opérateur ne spécifie que les objectifs qualitatifs et fournit une liste non classée des groupes susceptibles d'intervenir dans la solution. De la sorte, l'expérience humaine est négligée au profit de l'ordinateur. Cela est particulièrement visible pour le choix des groupes appelés à participer à la solution : ces unités ne sont choisies qu'en fonction des cinq coefficients traduisant les objectifs qualitatifs et peuvent donc entrer en contradiction avec l'expérience de l'opérateur.

C. AURA : Aide à l'Utilisation de la Réserve en cas d'Aléa

Cette étude a choisi une voie opposée à la précédente au niveau de la résolution du problème de la MRT : l'opérateur humain est, cette fois-ci, au centre du processus de décision [VIN-92], [MAU-94]. La maquette réalisée n'intervient pas dans le processus d'élaboration des actions pour la MRT mais, elle propose un ensemble d'outils d'aide à l'opérateur.

Trois fonctionnalités sont offertes au *dispatcher* qui peut :

- évaluer la situation,
- choisir les actions adaptées,
- qualifier ces actions selon différents critères.

Elles se retrouvent au sein de deux outils.

1. L'outil d'édition des hypothèses

Ce module permet de réaliser des hypothèses sur l'aléa : nature, durée, groupes concernés... Grâce aux informations entrées par l'opérateur (prévision de la courbe de consommation dans le cas d'un aléa de consommation, durée de l'indisponibilité du (des) groupe(s) concerné(s) dans le cas d'un aléa de production), deux courbes-guides C_{min} et C_{max} de puissance à compenser sont établies : il s'agit de celles définies et utilisées par la maquette SMART.

2. L'outil de construction des actions de MRT

Cet outil présente deux types de renseignements :

- Des informations générales comme les deux courbes-guides, l'empilement des actions décidées par l'opérateur, la liste des groupes placés, la consommation de réserve tertiaire à la hausse et à la baisse, le coût de chaque action.
- Les moyens qui permettent de dégager de la puissance dans un laps de temps fixé par l'opérateur.

A partir de ces éléments, l'opérateur élabore l'action de MRT en modifiant manuellement les programmes de production des groupes qu'il aura préalablement choisis. Il peut ensuite visualiser les résultats obtenus.

3. Conclusion

Cette maquette représente donc une sorte de machine à calculer adaptée à la MRT. Elle a été conçue pour pouvoir être facilement complétée par des modules comme l'aide à la décision, la résolution partielle du problème...

Elle repose entièrement sur l'opérateur et n'utilise donc pas les capacités de l'ordinateur à réaliser des tâches difficiles et répétitives.

D. CASTART : Choix ASSisTé d'Actions en Réserve Tertiaire

Cette troisième étude est la plus récente puisqu'elle s'est terminée en Janvier 1995 [GAN-95]. Réalisée dans le même laboratoire que celle qui a abouti à la maquette SMART, elle emprunte toute la description de la problématique de la MRT. Par contre, la méthode de résolution est totalement différente.

1. Méthode de résolution utilisée dans la maquette CASTART

Après analyse de l'activité décisionnelle de l'opérateur, trois niveaux ont été détectés :

- Le niveau 1 se rapporte à la conduite de la MRT sur le court-terme (jusqu'à 1h30 après le début de l'aléa). L'aide que l'opérateur attend doit être rapidement obtenue et correspondre à la stabilisation de la dérive du système et à la récupération de son contrôle. Une approche orientée résultat est privilégiée et l'auteur de l'étude préconise soit l'utilisation d'un algorithme empirique, soit l'optimisation par programmation linéaire en nombres entiers (appelée par la suite PLNE).
- Le niveau 2 concerne la conduite sur le moyen-terme (depuis 1h30 jusqu'à la fin de l'aléa). La rapidité n'est plus primordiale puisque l'opérateur dispose d'un peu de répit. Une méthode

orientée processus est favorisée par l'utilisation d'un système interactif d'aide multicritères à la décision (désigné par les initiales SIAMD) : l'opérateur n'est plus passif mais participe à l'activité décisionnelle en validant, selon des critères sélectionnés, les choix proposés par le système.

- Le niveau 3 consiste à réordonner le plan de production des groupes. Sortant du cadre de l'étude, il n'est pas abordé.

2. Résultats obtenus

Concernant le niveau 1, l'algorithme empirique a donné des résultats caractérisés essentiellement par sa rapidité de résolution. Par contre, la PLNE n'a pas été capable de résoudre le problème dans sa totalité : un modèle réduit a donc été mis en place et ne fait intervenir que les groupes hydrauliques. Sa résolution a conduit à des solutions de meilleure qualité que l'algorithme empirique au niveau de la couverture de l'aléa. Cependant, consécutivement à la réduction du modèle, ces solutions sont moins précises.

Le niveau 2 a permis de démontrer la faisabilité de l'approche par SIAMD.

3. Conclusion

En faisant intervenir l'opérateur dans l'élaboration d'une solution, la maquette CASTART se situe à mi-chemin des maquettes SMART et AURA. Cependant, elle souffre de plusieurs inconvénients. Tout d'abord, seuls les groupes hydrauliques sont utilisés pour couvrir l'aléa au cours de la première heure et demie. Donc, sur cet horizon, la compensation de l'aléa est, d'une part, privée de la contribution des groupes thermiques et, d'autre part, handicapée par la mise en route tardive de ces mêmes groupes.

Ensuite, cette couverture à court-terme de l'aléa est supposée totalement acquise pour aborder l'horizon moyen-terme et ne peut pas être remise en question.

E. Bilan des études menées par EDF sur le sujet de la MRT

Grâce à ces trois études, EDF a pu tester les degrés d'interaction entre l'opérateur humain et la machine à différents niveaux. Ainsi, la place de l'opérateur au sein du processus décisionnel varie (*Cf. Figure 1*). Elle peut passer d'un rôle d'agent actif (AURA) à celui d'agent passif (SMART) via le partage des tâches (CASTART).

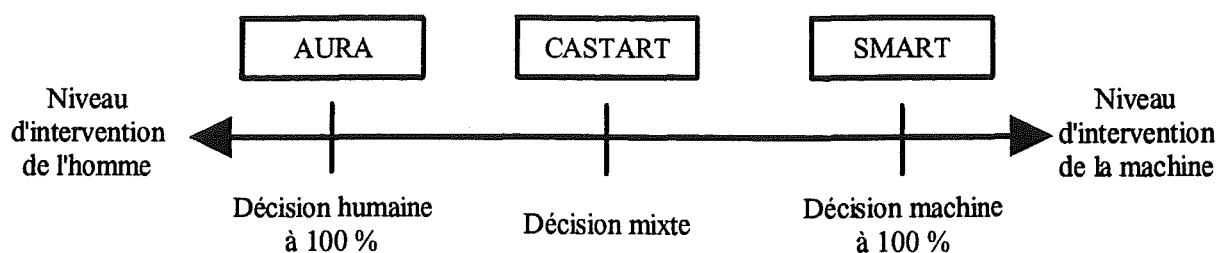


Figure I : Interaction homme / machine pour les trois études sur la MRT.

L'opérateur souhaite un outil d'aide à la décision et non un outil prenant les décisions à sa place sans tenir compte de son expérience. Aussi, l'approche suivie par la maquette AURA est privilégiée. Cependant, les spécificités fonctionnelles d'AURA l'empêchent de s'intégrer facilement au sein de la plateforme COCKPIT. De plus, à l'image de toutes les études portant sur la MRT, les contraintes du réseau de transport THT ne sont pas prises en compte.

III. ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE

A. Introduction

Face à la problématique de la MRT (*Cf. Chapitre 1 - La Mobilisation de la Réserve Tertiaire*), la tâche de l'opérateur est double. Premièrement, il doit fixer la liste des unités de production susceptibles de participer à la solution de MRT. Deuxièmement, il doit définir quelles actions correctrices appliquer, et sur quels groupes parmi ceux sélectionnés.

La formulation de la MRT est d'une simplicité trompeuse. Trois de ses caractéristiques lui confèrent une complexité conséquente. Tout d'abord, elle hérite des problèmes intrinsèques au placement de groupes (en anglais, "*Unit Commitment*") : nombre important des unités à gérer, mode de fonctionnement par paliers donc discret, contraintes dynamiques spécifiques à chaque centrale. Ensuite, les contraintes statiques liées au réseau électrique de transport sont également nombreuses. Enfin, il ne faut pas oublier que la MRT est réalisée en temps réel : l'ordre de réaction de l'opérateur entre le début de l'aléa et la décision d'engager les premières actions correctrices est de cinq minutes au maximum.

Ainsi, deux notions plus ou moins liées apparaissent.

La première de ces notions est la répartition de puissance sur un ensemble de centrales de production. Directement issue du placement de groupes, la MRT apporte une contrainte supplémentaire par le fait que la variation de puissance affectée à un groupe particulier va se superposer à un programme de production déjà existant.

La seconde notion concerne la détection et l'élimination des surcharges dans les lignes électriques du réseau de transport. Elle est intimement liée à la précédente au niveau de l'élimination des surcharges. En effet, dans le cadre de cette étude, EDF préfère ne pas utiliser la modification de topologie du réseau par ouverture et fermeture de lignes (en anglais, "*line switching*") qui a des conséquences sur la sûreté du réseau au-delà de l'horizon temporel de la MRT. Il ne nous reste que la réorganisation des puissances au sein du réseau, c'est-à-dire une nouvelle répartition de puissance, pour supprimer les dépassements de transits maximaux.

Nous étudierons d'abord le cas où nous disposons déjà d'une solution complète qui compense l'aléa pendant toute sa durée. Cette solution, issue des précédentes études menées sur le sujet de la MRT, sera directement modifiée, par des méthodes que nous exposerons, pour tenir compte des contraintes du réseau électrique THT.

Mais nous verrons que cette approche présente des limites. Aussi, nous détaillerons des méthodes exactes qui essayerons de résoudre, de façon optimale, le problème de la MRT dans son intégralité en partant des objectifs et des contraintes à remplir.

Cependant, la MRT se prête mal à une recherche d'optimum. C'est pourquoi nous exposerons des méthodes approximatives et des approches issues des techniques de l'intelligence artificielle.

B. Méthodes directes de redistribution de la puissance dans un réseau électrique

1. Introduction

Pour éliminer les surcharges dans les lignes et/ou redistribuer de la puissance au sein d'un réseau, certaines méthodes n'utilisent que les résultats numériques, obtenus généralement par un calcul de répartition, couplés à une approximation mathématique. Cette approximation fournit directement, sans algorithme d'optimisation ni heuristique, des valeurs à appliquer aux noeuds du réseau afin de satisfaire l'objectif d'élimination de surcharges et/ou de redistribution de la puissance. Les intérêts principaux de ces méthodes que nous qualifions de méthodes *directes* résident dans la méthodologie employée et dans la facilité de mise en oeuvre.

2. La modification directe des injections

La méthode de modification directe des injections a été introduite par [MOH-89]. Elle consiste à diminuer les injections aux noeuds origine et extrémité de la ligne en surcharge d'un montant égal à ce dépassement de transit. Le problème majeur de cette méthode est qu'elle impose les deux noeuds sur lesquels une action est possible. Ceci entraîne les conséquences suivantes :

- Les noeuds ne sont pas forcément des groupes de production ou des noeuds de consommation. Diminuer les injections actives pour de tels noeuds n'a donc aucun sens.
- La base de cette méthode repose sur le délestage et sur une baisse de production systématique des noeuds extrémités sans compensation par ailleurs. La puissance totale fournie par les groupes de production et la puissance totale consommée sont donc différentes avant et après la modification des injections.

3. La modification des injections par la méthode des ratios constants

Afin de résoudre le problème du choix figé des noeuds de la méthode précédente, [MOH-89] propose d'adapter la modification des injections non pas aux noeuds extrémités de la ligne en surcharge mais à tous les noeuds reliés à ces derniers. Une relation linéaire permet d'associer les nouvelles injections à tous ces noeuds en fonction de la surcharge de la ligne.

Par rapport à la méthode décrite auparavant, le problème a été reporté sur des noeuds de proximité. Il n'est toujours pas possible de choisir un noeud particulier. De plus, une diminution de la puissance globale du réseau n'est jamais totalement compensée.

4. La méthode des sensibilités

Dans [MED-79], la méthode des sensibilités est décrite. Dans l'hypothèse du courant continu, elle permet de relier les variations des injections actives des noeuds aux variations de courants dans les lignes. Ainsi, pour chaque noeud i , la variation d'injection active ΔP_i produit une variation de courant ΔP_l dans la ligne l . La relation entre ces deux variations est :

$$\Delta P_l = S_{li} \cdot \Delta P_i \quad (\text{A.1})$$

où S_{li} est la sensibilité reliant la ligne l et le noeud i .

Grâce à cette relation, il est possible d'éliminer directement les surcharges dans les lignes par redistribution de la puissance sur des noeuds quelconques.

Cette technique, reprise par [QUI-90] et appliquée pour les surtensions, a un avantage certain : elle est facile à mettre en oeuvre. Cependant, elle est tributaire de l'hypothèse du courant continu qui n'est pas toujours acceptable, notamment quand le réseau est trop chargé. D'autre part, le calcul des termes de sensibilités représente un ensemble d'opérations matricielles, dont une inversion, très coûteux en temps de calcul et donc pénalisant pour une utilisation en temps réel.

5. Conclusion

Un des principaux inconvénients des méthodes directes de résolution vient du fait que le problème n'est pas pris globalement sur l'ensemble du réseau mais localement au niveau d'une ligne en surcharge ; chaque surcharge est traitée au cas par cas successivement. Donc, le processus doit être réitéré tant que des contraintes de transit sont détectées. De fait, l'obtention d'une solution qui ne sera pas forcément optimale n'est pas un critère favorable à ce genre de méthode.

Comme il n'est pas rare qu'il existe plusieurs surcharges sur l'ensemble du réseau de transport, il devient intéressant de les éliminer toutes en une seule itération de calcul plutôt que de les supprimer successivement en plusieurs itérations. La résolution est ainsi globale. Pour cela, il faut envisager la MRT comme un problème d'optimisation combinatoire.

C. Méthodes exactes

1. Introduction

Les méthodes d'optimisation combinatoire sont dites exactes car elles recherchent une solution optimale au problème de la MRT. Contrairement aux précédentes approches qui partaient d'une solution existante, celles-ci doivent en construire une de toutes pièces à partir de toutes les contraintes liées aux unités, au réseau et aux souhaits de l'opérateur.

Nous n'avons retenu que quelques méthodes : les programmations linéaire et dynamique, l'exploration par énumération, évaluation et séparation et les techniques de relaxation Lagrangienne.

2. Programmation linéaire

La programmation linéaire consiste maximiser (ou minimiser) une fonction objectif linéaire soumise à des contraintes elles-mêmes linéaires.

Ainsi, un problème à résoudre par programmation linéaire peut s'écrire sous la forme générale suivante :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Min ou Max}[F(x_1, \dots, x_n)] = \sum_{j=1}^n c_j \cdot x_j \\ \text{sous les contraintes :} \\ \sum_{j=1}^n a_{ij} \cdot x_j \leq b_i \\ x_j \geq 0 \end{array} \right. \quad \begin{array}{ll} & (A.2) \\ & i = 1, \dots, m \quad (A.3) \\ & j = 1, \dots, n \quad (A.4) \end{array}$$

La simplicité et la maîtrise de la programmation linéaire en font un outil séduisant et largement utilisé. La résolution de problèmes linéaires de plusieurs milliers de variables et de contraintes est possible.

En plus des contraintes liées aux groupes de production, la prise en compte des contraintes liées au réseau de transport (comme les transits maximaux dans les lignes électriques) peut être obtenue à partir de plusieurs méthodes :

- Les sensibilités reliant les injections aux transits ([STO-79], [CHE-89], [ELS-91], [FAR-95]).
- Un index de pénalité ([BIJ-93], [MOY-91]).
- Les lois de Kirchoff permettant de formuler les équations des transits à partir des tensions et des admittances complexes des lignes ([BIL-92], [YOK-88]).

Pour ces différentes études, l'état du réseau a été pris à un instant donné. Or, pour la MRT, l'état du réseau a besoin d'être connu non pas à un instant fixé mais sur un horizon temporel pouvant aller jusqu'à quelques heures.

Remarque :

En contraignant les variables x_j du problème à prendre des valeurs entières, le problème se complexifie encore puisque nous entrons dans le domaine de l'optimisation par programmation linéaire en nombres entiers.

3. Programmation dynamique

La programmation dynamique est basée sur l'exploration systématique de tout l'espace de recherche. Pour un problème temporel comme le placement de groupes ([LOW-66]), la décomposition en intervalles de temps va constituer autant d'étapes du problème. À chaque état, le problème est complètement défini par une combinaison de variables satisfaisant l'ensemble des contraintes. Cette combinaison caractérise un état du problème et peut ne pas être unique. Un critère est alors associé à chaque combinaison afin de pouvoir réaliser un choix (par exemple, le critère de coût de démarrage). Une fois toutes les étapes achevées, c'est-à-dire l'arbre de recherche terminé, on peut obtenir la solution optimale en scrutant l'ensemble des solutions finales, en ne retenant que la meilleure et en parcourant l'arbre de recherche en sens inverse.

Cependant, cette exploration systématique de tout l'espace de recherche n'est pas toujours envisageable. Ainsi, s'il y a n générateurs sur lesquels on peut agir par tranche demi-horaire sur un horizon de quatre heures, cela fait (8×2^n) combinaisons possibles au cours de l'étude. C'est pourquoi différentes méthodes permettant de réduire le nombre de combinaisons ont été développées :

- combinaison séquentielle avec liste de priorité ([SNY-87], [HOB-88]),
- combinaison sur un espace de recherche tronqué ([PAN-76], [PAN-81]),
- combinaison séquentielle et tronquée ([VIL-87]).

Grâce à ces méthodes, la solution obtenue est toujours optimale mais seulement sur l'ensemble des combinaisons possibles étudiées. Les limitations proviennent, d'une part, de la lourdeur des calculs qui croissent avec la taille du problème et, d'autre part, de la définition de la restriction de l'espace de recherche.

Par rapport à la MRT, l'intérêt de la méthode réside dans le fait que l'espace de recherche est connu puisqu'il s'agit des groupes de production mobilisables pour la réserve tertiaire. Mais, la

prise en compte des contraintes de transits dans les lignes n'a pas été traitée dans la littérature avec cette méthode.

4. Exploration par énumération, évaluation et séparation

Les techniques d'exploration d'énumération par évaluation et séparation (en anglais, "*branch and bound*") sont basées sur la description systématique de l'espace des solutions sous une forme arborescente puis sur le parcours de cette arborescence sans oublier aucun noeud (GON-95], [SAK-84a et b]).

Grâce à la détermination, par rapport à la fonction objectif, d'une valeur par défaut d'une solution réalisable, il est alors possible de parcourir de façon implicite des branches entières de l'arborescence sans s'arrêter à l'étude minutieuse de chacun des noeuds composant ces branches.

La première étape d'un algorithme d'énumération par évaluation et séparation consiste à déterminer une solution réalisable et à l'évaluer par la fonction objectif associée au problème. Cela signifie que nous sommes capables de construire une solution réalisable vis-à-vis de notre problème.

Pour le placement de groupes [LAU-82], une solution réalisable appartient à l'ensemble des solutions vérifiant les contraintes imposées sur les unités. Cet ensemble est aisément identifiable d'où l'application de la recherche d'une solution par évaluation et séparation.

Par contre, dans le cadre de la MRT, une solution réalisable est un élément d'un sous-ensemble de l'espace décrit précédemment. Or, il n'est pas évident de disposer d'un tel élément car nous ne savons pas comment extraire le sous-ensemble en question. Cela limite donc considérablement l'intérêt de ce type de méthodes.

5. Technique de relaxation Lagrangienne

a) Relaxation Lagrangienne

Si on considère le problème d'optimisation suivant :

$$\min_u J(u) \quad (A.5)$$

sous les contraintes :

$$\theta(u) \leq 0 \quad (A.6)$$

alors on peut résoudre le problème dual :

$$\text{Max}_{\lambda} \phi(\lambda) \quad (\text{A.7})$$

avec :

$$\phi(\lambda) = \text{Min}_{\lambda} L \quad (\text{A.8})$$

$$L = \text{Min}_u J(u) + \langle \lambda \cdot \theta(u) \rangle \quad (\text{A.9})$$

où : $\langle . \rangle$ est le produit scalaire.

La fonction L est le Lagrangien du problème primal (A.5) et le vecteur λ représente les multiplicateurs Lagrangiens, ou variables duales, associés au vecteur u .

La convergence de cette méthode est rapide et le nombre de variables pouvant être traitées est important. Mais, le Lagrangien n'est pas stable pour tous les problèmes c'est-à-dire que la convergence n'est pas toujours assurée.

b) Relaxation Lagrangienne et fonction objectif non convexe

L'application de la relaxation lagrangienne aux problèmes de réseaux électrique (et, en particulier, pour la planification journalière des programmes de production) montre que la convergence des algorithmes est lente et, parfois, oscillatoire. Ces difficultés proviennent souvent du fait que la fonction objectif $J(u)$ n'est pas strictement convexe. Ceci implique alors une non différentiabilité de la fonction duale ϕ .

Pour maximiser cette fonction, il faut utiliser une technique de gradient du type algorithme d'Uzawa. Ainsi, à la k -ième itération, nous avons :

$$\text{Min}_u L \rightarrow u^k \quad (\text{A.10})$$

$$\lambda^k = \lambda^{k-1} + \varepsilon^k (\theta(u)) \quad (\text{A.11})$$

où la suite (ε^k) est une σ -suite :

$$\forall k \in N, \quad \varepsilon^k > 0 \quad (\text{A.12})$$

$$\lim_n \sum_{k=1}^n \varepsilon^k = +\infty \quad (\text{A.13})$$

$$\lim_n \sum_{k=1}^n (\varepsilon^k)^2 < +\infty \quad (\text{A.14})$$

Cependant, l'utilisation d'un tel algorithme n'assure qu'une convergence relativement faible toujours à cause de la non convexité du problème initial.

c) Relaxation Lagrangienne augmentée

Pour s'affranchir de ces difficultés, le Lagrangien augmenté a été introduit et s'écrit sous la forme :

$$L_C = \underset{u}{\text{Min}} J(u) + \langle \lambda \cdot \theta(u) \rangle + \frac{c}{2} \cdot \|\theta(u)\|^2 \quad (\text{A.15})$$

avec le vecteur c strictement positif.

Le problème (A.5) devient alors :

$$\underset{\lambda}{\text{Max}} \phi_C(\lambda) \quad (\text{A.16})$$

avec :

$$\phi_C(\lambda) = \underset{u}{\text{Min}} L_C \quad (\text{A.17})$$

L'ajout du terme quadratique au Lagrangien a comme conséquences :

- la fonction ϕ_C est nécessairement différentiable,
- les fonctions ϕ et ϕ_C ont les mêmes maxima,
- le Lagrangien augmenté L_C est stable.

La relaxation Lagrangienne semble être une technique prometteuse dans laquelle EDF s'est investie. Les articles [BAT-92] et [REN-93] font toujours référence dans le domaine.

Ce principe permet de traiter de façon entièrement mathématique (sans aucune heuristique) la fonction de placement des groupes en un temps relativement faible, par rapport aux autres méthodes, avec une convergence du problème quasiment assurée.

Les surcharges dans les lignes ont été intégrées dans le processus d'optimisation par :

- [SHAN-93] : les transits sont calculés par la formule exacte, fonction des tensions et des admittances complexes.
- [REN-93], [SHAW-95] et [WAN-95] : les transits sont calculés à partir des sensibilités reliant les variations d'injections et de transits.

6. Conclusion

Les différentes méthodes que nous avons présentées au cours de ce paragraphe conduisent à une solution exacte ou à l'absence de solution. Cependant, leur mise en oeuvre est en général

assez lourde. De plus, malgré la puissance sans cesse croissante des ordinateurs, la durée de recherche d'une solution peut être incompatible avec le laps de temps dont dispose l'opérateur pour lancer une MRT (cinq minutes après le début de l'aléa).

Un de leur principal inconvénient réside dans leur incapacité à fournir une solution partielle lorsqu'aucune solution optimale n'est trouvée. C'est pourquoi, plutôt que de chercher absolument une solution optimale, nous allons nous orienter vers la recherche d'une solution approchée.

D. Méthodes approchée

1. Introduction

Pour bon nombre de problèmes tels que celui de la MRT, on cherche en général non pas LA solution optimale mais une "bonne solution". Dans ce cadre, les méthodes approchée présentent un intérêt certain.

2. Algorithmes systématiques

a) Approche élémentaire

Pour tenter de résoudre le problème de la MRT, la première idée qui vient à l'esprit est de parcourir de façon systématique l'espace de toutes les solutions. Chaque solution, techniquement réalisable, est testée afin de savoir si elle vérifie les objectifs et les contraintes de la MRT.

Cette exploration aboutit lorsque tous les critères sont vérifiés. Nous obtenons alors une "bonne solution" qui peut ne pas être optimale selon la méthode utilisée pour l'exploration de cet espace.

Au contraire, si ce dernier a été balayé sans succès, la solution "inachevée" à retenir est celle qui vérifie un maximum de critères.

b) Exploration par énumération, évaluation et séparation

Cependant, cette approche peut s'avérer très longue. En effet, le nombre de solutions potentielles, qui est égal au produit du nombre de trajectoires possibles de chaque groupe mis en MRT, peut être très important.

Une amélioration de cette méthode consisterait donc à diminuer le temps d'exploration de l'espace des solutions. Pour cela, l'introduction d'heuristiques permet d'accélérer le processus en orientant la recherche d'une solution. L'exploration n'est plus systématique et se rapproche de celle par énumération, évaluation et séparation. La différence provient du fait que nous ne

recherchons plus une solution optimale mais une "bonne" solution. C'est cette approche que nous avons retenue au cours de notre étude.

3. Algorithmes par exploration locale

Le principe des algorithmes d'exploration locale est très simple. Partant d'une solution réalisable (satisfaisant les contraintes de la MRT), il faut chercher à l'améliorer petit à petit au cours d'itérations successives.

Plusieurs méthodes existent. Nous pouvons citer, entre autres, la recherche "tabou" et le recuit simulé. L'intérêt de ces deux méthodes est qu'elles permettent de s'affranchir théoriquement d'un optimum local.

Cependant, deux problèmes se posent lors de la mise en oeuvre de tels algorithmes :

- En premier lieu, il convient de déterminer une solution de départ réalisable donc faisant partie de l'ensemble des solutions au problème de la MRT. Nous retombons alors sur le même problème que nous avons eu lors de l'étude des techniques exactes d'exploration par évaluation et séparation.
- Ensuite, il faut trouver un moyen de passer de la solution réalisable au rang k à la solution réalisable au rang $(k + 1)$. C'est le même problème que ci-dessus car, si nous pouvons déterminer ce moyen, alors la construction de l'ensemble en question devient possible. Or, nous ne connaissons aucune méthode rapide permettant de le faire.

Ainsi, la résolution du problème de la MRT avec l'aide d'algorithmes de voisinage (ou par exploration locale) semble être compromise et difficile à mettre en oeuvre.

4. Conclusion

En conclusion, l'obtention d'une solution par une méthode approchée peut être réalisée dans le cadre d'un algorithme systématique car le point de départ est une solution quelconque qui peut ne pas satisfaire toutes les contraintes imposées par la MRT. Mais, seule une version améliorée de cet algorithme pourrait conduire rapidement à une solution réalisable dans des délais raisonnables, c'est-à-dire inférieurs à cinq minutes, dans notre situation. Dans un tel cas, par la prise en compte d'heuristiques, nous nous rapprocherions des techniques issues de l'intelligence artificielle que nous décrirons dans le prochain paragraphe.

E. Méthodes issues de l'intelligence artificielle

1. Introduction

Les méthodes exactes et approchées décrites au cours des deux paragraphes précédents ont souvent un ou plusieurs inconvénients du type :

- les temps de calcul sont prohibitifs,
- les approximations utilisées pour modéliser le réseau électrique sont parfois trop grossières,
- le point de départ de l'algorithme est difficile à obtenir.

Aussi, une démarche heuristique représente une alternative à ces méthodes soit pour les remplacer, soit pour les compléter.

Trois familles de méthodes issues des techniques de l'intelligence artificielle sont à distinguer :

- les réseaux neuronaux,
- la théorie des ensembles flous,
- les systèmes experts.

Nous les étudierons successivement au cours de ce paragraphe.

2. Réseaux de neurones

Les réseaux de neurones artificiels (en anglais, "artificial neural network") sont issus des recherches en biologie et ont abouti à développer plusieurs modèles, répartis en plusieurs familles (*Cf. Figure 1*), dont les plus courants sont :

- Le perceptron mono ou multicouches.
- Le modèle de Hopfield.
- Le modèle de Boltzmann.
- Les réseaux à rétro-propagation.
- Les modèles auto-organisés ou de Kohonen.
- ...

Le fonctionnement des réseaux de neurones artificiels est basé sur des analogies avec le comportement du cerveau. Cependant, ce fonctionnement doit être au départ initié par un entraînement spécifique. Celui-ci est réalisé par la présentation successive d'exemples caractéristiques de la situation courante à laquelle sera confronté le réseau de neurones. Au cours de cette phase d'entraînement, des coefficients internes au modèle neuronal sont modifiés selon une loi particulière définie préalablement. Quand ces modifications deviennent faibles, les coefficients ont des valeurs stabilisées : on dit que le réseau de neurones a convergé. Il est alors capable de reconnaître les situations pour lesquelles il a été familiarisé.

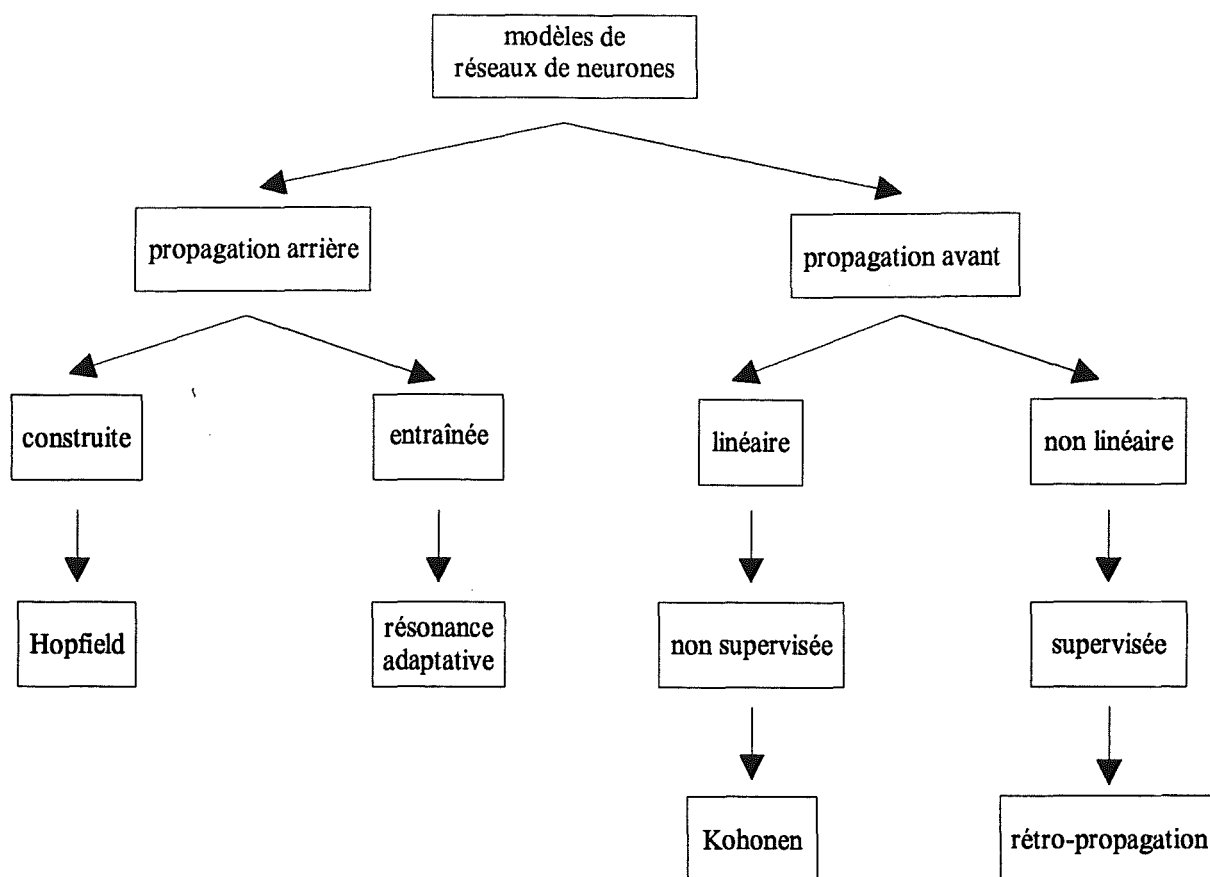


Figure I : Classification des réseaux de neurones.

L'application des modèles neuronaux aux problèmes des réseaux électriques [AGG-97] date de la fin des années 1980 [SAG-93]. Cependant, les applications visées concernent essentiellement la prévision de charges.

Bien qu'au niveau du problème du placement de groupes, le nombre d'articles reste considérable ([WAN-90], [OUY-92], [SAS-92], [GHO-96]), plusieurs difficultés empêchent de considérer favorablement l'utilisation des modèles neuronaux dans le cadre de notre étude :

- *Le dimensionnement du réseau de neurones.* Les réseaux de neurones sont souvent organisés en couches de plusieurs neurones. Comment faut-il déterminer le nombre de couches et le nombre de neurones par couche ?
- *Le choix des exemples d'entraînement.* Comment faut-il générer une liste d'exemples qui se veut exhaustive et la plus complète possible afin de couvrir tous les états opératoires envisagés ?
- *La taille importante des réseaux électriques.* Un réseau EDF THT (225 / 400 kV) typique comporte 400 noeuds et 800 branches environ ce qui implique un nombre de données considérable. Pour diminuer cet espace de travail, il faudrait travailler sur un réseau réduit d'où une perte inévitable d'informations. Jusqu'à quel point peut-on perdre de l'information sur l'état du réseau en situation anormale, cas de la MRT ?

- *L'explication du raisonnement.* En effet, face à une solution, l'opérateur peut souhaiter obtenir le raisonnement qui a permis un tel aboutissement pour contrôler et / ou vérifier la stratégie employée. Ceci n'est pas possible à partir d'un réseau de neurones seul.

3. Ensemble flou

La théorie des ensembles flous a été développée initialement pour la commande au début des années 1960. Elle permet, tout comme les réseaux de neurones, un raisonnement artificiel proche de notre mode de raisonnement habituel.

L'apport de la notation floue par rapport à d'autres notations est la possibilité de gérer des informations supplémentaires. Parmi les notations généralement utilisées, nous trouvons ([FRA-94]) :

- La notation réelle : *précision et certitude*

L'information à propos de la variable x est entièrement exacte. Le nombre x ne peut prendre qu'une seule et unique valeur (Cf. Figure II).

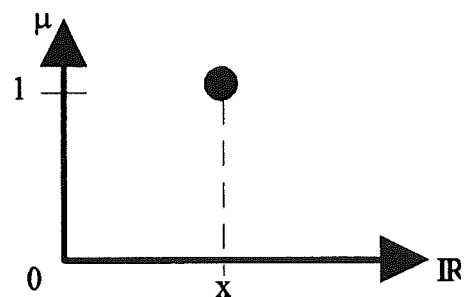


Figure II : Nombre certain et précis.

- La notation type calcul d'erreur : *imprécision et certitude*

L'information à propos de x consiste en un ensemble de valeurs possibles sans pouvoir en choisir une plus que l'autre (Cf. Figure III).

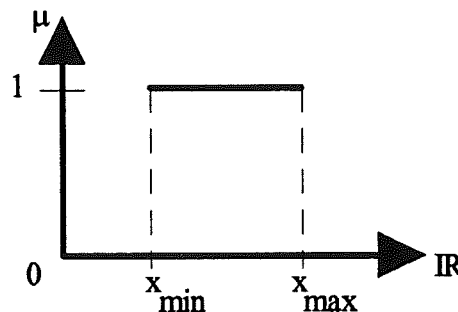


Figure III : Nombre certain mais imprécis.

- La notation type probabilité : *précision et incertitude*

L'information à propos de x consiste en une valeur x sûre mais incertaine d'où l'ajout d'un ensemble de valeurs, voisines de x , mais d'autant moins possibles, ou certaines, qu'elles sont éloignées de x (Cf. Figure IV).

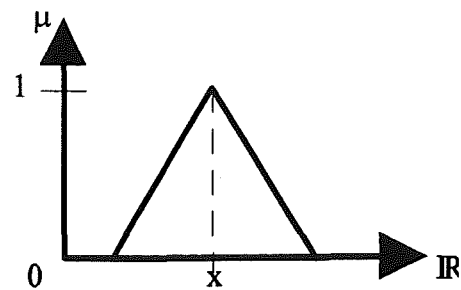


Figure IV : Nombre précis mais incertain.

- La notation floue : *imprécision et incertitude*

L'information à propos de x consiste en un ensemble de valeurs totalement possibles, appelé noyau de x , inclus dans l'ensemble des valeurs possibles appelé support de x (Cf. Figure V).

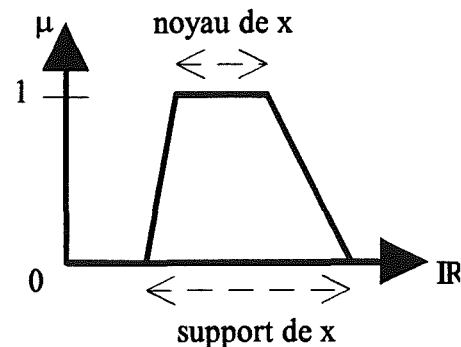


Figure V : Nombre incertain et imprécis.

Remarque :

L'axe des ordonnées, dénommé μ , représente la fonction d'appartenance du nombre.

Les données concernant les réseaux électriques sont généralement entachées d'inexactitudes ne serait-ce qu'à cause des prévisions de consommation. L'intérêt de la notation floue est alors évidente dans ce cas. Mais, son utilisation requiert des calculs très importants et pour l'heure rédhibitoires dès qu'il s'agit de réseaux de grande taille. De fait, le champ d'applications des nombres flous au sein des réseaux électriques se réduit à des index de performances ou de sécurité, des critères difficiles à quantifier avec une formule mathématique, des paramètres de nature différente...

Les avantages sont de deux types :

- Au niveau des calculs informatiques, l'utilisation de nombres flous permet de réduire le rebouclage des algorithmes traditionnels.
- Au niveau des critères, le caractère subjectif de certaines informations peut être quantifié par une note floue.

Par contre, outre la lourdeur des calculs liés à la gestion des nombres et des opérations flous, le passage des valeurs floues aux valeurs réelles (phase de déflouification) représente une étape délicate à gérer contrairement à la phase de flouification (passage des valeurs réelles aux valeurs floues).

Dans le cadre d'une planification journalière, la théorie des nombres flous a été utilisée en particulier pour une fonction objectif multi-critères par [MAE-92]. Pour cette application, l'utilisation du flou est limitée et a pour objectif principal de concilier des critères à caractère antagoniste.

L'utilisation des nombres flous est étendue à certaines contraintes qui peuvent être violées dans des limites raisonnables [GUA-96]. Par exemple, les valeurs maximale et minimale des réserves tournantes peuvent être dépassées "un peu" mais "pas trop". Aussi elles peuvent être modélisées par un nombre flou. La méthode se révèle efficace sur un parc important mais dans le cadre des délais d'une planification journalière.

Récemment, dans [SAN-97], les variables floues regroupent la capacité des générateurs et les coût de production et de démarrage. Les résultats obtenus avec un parc de quatre groupes thermiques sont comparables, en valeurs, à ceux issus de la programmation dynamique. Par contre, aucune donnée temporelle n'est disponible.

En conclusion, l'utilisation des ensembles flous paraît très lourde à utiliser et inadaptée à la puissance de calcul des ordinateurs actuels pour une application en temps réel comme la notre.

4. Algorithme génétique

Classés dans les techniques issues de l'intelligence artificielle, les algorithmes génétiques peuvent se ranger dans la catégorie des algorithmes de résolution approchés de voisinage. Ils s'appuient sur l'analogie de la génétique et de l'évolution naturelle : croisements, mutations, descendance, etc.

Leur principe est de faire évoluer un ensemble de solutions potentielles (appelé population) par sélection des meilleurs individus (ou chromosomes) à chaque itération (génération). L'évolution de la population est obtenue par croisement et mutation et tend vers une population optimale. L'intérêt de ces algorithmes est qu'ils peuvent s'affranchir d'extrêmes locaux.

La littérature relative aux algorithmes génétiques dans le cadre des réseaux électriques est encore limitée. Cependant, [MAI-96] propose l'utilisation d'un tel algorithme pour le problème

du placement de groupes. Dans cet article, les chromosomes sont assimilés aux groupes disponibles et les gènes au statut de ces groupes pour chaque tranche horaire de l'horizon temporel de l'étude. Cependant, la critique de leurs résultats, meilleurs que ceux obtenus par relaxation Lagrangienne, peut être faite en précisant que leur approche a seulement été testée sur des cas très peu réalistes (neuf générateurs tous identiques). De plus, les explications fournies restent évasives au sujet d'une extrapolation liée à un éventuel accroissement de la taille des problèmes.

Par contre, [KAZ-96] propose, en ayant un modèle similaire, des explications plus précises sur les simulations. Ainsi, le temps de calcul croît quadratiquement avec le nombre d'unités sur le réseau ce qui rend l'approche incompatible avec les délais dont nous disposons pour la MRT.

Néanmoins, nous pouvons tenter de modéliser le problème de la MRT sous la forme d'un algorithme génétique :

- un chromosome serait une combinaison de tous les groupes mobilisables,
- un gène de chromosome serait un palier accessible à l'instant t pour le groupe correspondant au gène,
- une mutation serait le remplacement d'un gène parmi ceux d'un des chromosomes par un autre palier du même groupe,
- un croisement serait un échange entre deux chromosomes des gènes d'un même groupe.

A chaque chromosome serait associé une fonction d'adéquation basée sur le respect de l'équilibre entre la production et la consommation du réseau et sur l'absence de surcharge dans le réseau. Ainsi, la recherche d'une solution à la MRT consisterait à dégager la partie de la population de chromosomes dont la fonction d'adéquation serait la meilleure.

Les principaux inconvénients de cette approche résident dans le temps d'exécution de l'algorithme, la taille de la population et l'absence totale de contrôle du déroulement des opérations.

5. Systèmes experts

a) Introduction

Les systèmes experts, ou systèmes heuristiques, sont issus des recherches en intelligence artificielle menées au début des années 1960. Pour cause d'explosion combinatoire au cours de leurs recherches exploratoires, les systèmes heuristiques ont vu leur objectif évolué. Ce dernier est passé de la résolution de problèmes généraux (démonstration de théorèmes, théorie des jeux, traduction et compréhension du langage,...) à la résolution de problèmes dans un domaine de compétence précis et parfaitement délimité. En général, les systèmes experts essaient de

calquer un raisonnement humain (prise de décision, conception, diagnostic) sur un sujet où l'algorithmique est impuissante ou incomplète.

Contrairement aux algorithmes mathématiques, les systèmes heuristiques vont distinguer les données d'une part et les modules de fonctionnement d'autre part. L'architecture d'un système expert est la suivante (Cf. Figure VI) :

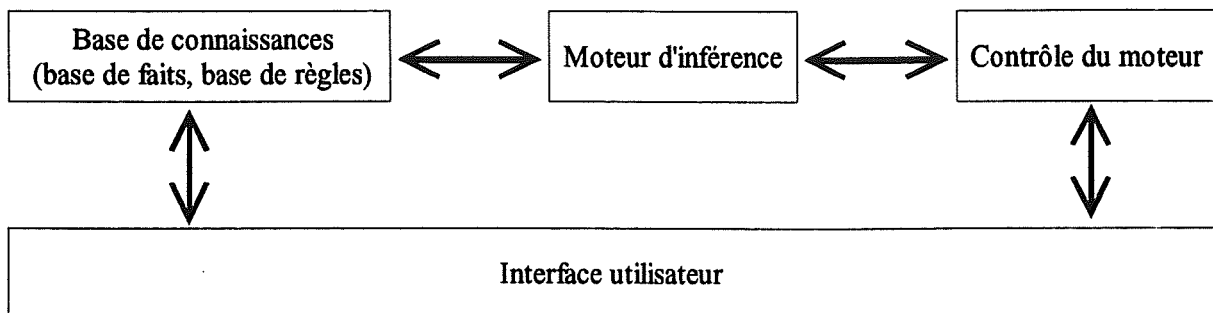


Figure VI : Architecture générale d'un système expert.

b) La base de connaissances

La base de connaissances est un ensemble de faits et de règles sur lesquels le moteur d'inférence va s'appuyer. Les faits représentent toutes les informations disponibles sur le problème considéré alors que les règles caractérisent le savoir, qualitatif ou quantitatif, lié à ce même problème.

c) Le moteur d'inférence

Le moteur d'inférence est un programme qui gère l'ensemble des règles sans être affecté par leur contenu. Cette gestion est réalisée par des mécanismes logiques basés sur le formalisme adopté par les règles. Le moteur d'inférence est donc, pour un formalisme donné, entièrement réutilisable. Deux modes de fonctionnement existent :

- **Le chaînage avant** : à partir des faits initialement connus et par déclenchement des règles, le moteur d'inférence essaye d'induire de nouveaux faits.

Exemple :

Base de faits : le fait A.

Base de règles : si A alors B.

Le moteur d'inférence induit le fait B.

- **Le chaînage arrière** : à partir d'un fait connu (ou but) et par déclenchement des règles, le moteur d'inférence essaye de déduire les faits permettant la réalisation du but fixé.

Exemple :

Base de faits : le fait C.

Base de règles : si (A et B) alors C.

A partir du but C, le moteur d'inférence déduit les faits A et B.

d) Apport au niveau des réseaux électriques

Au niveau des réseaux électriques, l'apport des systèmes experts va permettre une meilleure maîtrise des grandes quantités d'informations à traiter et une meilleure sélection des variables et des actions pertinentes. Mais, une solution tout heuristique ne peut être satisfaisante car elle se heurterait là où les algorithmes mathématiques sont les plus performants : les calculs.

L'idée d'associer systèmes experts et algorithmes mathématiques est donc intéressante [OUY-91]. Les avantages d'une telle association sont, outre la flexibilité, la rapidité et l'évolution aisée. Néanmoins, la cohérence et la maintenance d'un système expert et la définition des connaissances sont autant d'inconvénients à leur utilisation.

Quelques réalisations de systèmes experts dans les réseaux électriques concernent la planification ([RAH-88], [OUY-90], [DAV-91], [TON-91], [LI-93]). Les problèmes des surcharges dans les lignes et de la reconfiguration du réseau sont aussi abordés ([DUB-89], [DELF-89], [YOK-89]) mais principalement dans des situations de restauration du système ([DAR-91], [MON-92], [NGO-94], [ADI-94]).

6. Conclusion

Les conclusions que nous pouvons tirer sur les techniques de l'intelligence artificielle sont mitigées. Les réseaux de neurones artificiels ainsi que la théorie des nombres flous semblent mal adaptés à notre problème : masse d'informations très importante et non générique, caractère discret de la majorité des valeurs, etc... Les algorithmes génétiques présentent beaucoup d'inconvénients malgré une analogie aisée avec le problème de la MRT. Quant aux systèmes experts, leur application ne peut être envisagée que s'ils sont associés à des algorithmes mathématiques. Mais se pose alors le problème de leur gestion (cohérence, maintenance...).

ANNEXE B

Le sage ne dit pas ce qu'il sait ; le sot ne sait pas ce qu'il dit.

Inconnu

I. CALCUL DE REPARTITION DE CHARGES

Les équations générales de cette annexe sont tirées des ouvrages [PAI-79] et [ELG-82].

A. Introduction

Un réseau électrique est constitué d'éléments nommés bus ou noeud reliés entre eux par des branches ou lignes. Ce réseau peut être représenté par la relation :

$$I_{bus} = Y_{bus} \cdot V_{bus} \quad (B.1)$$

où :

I_{bus} est un vecteur représentant le courant circulant dans les lignes,

V_{bus} est un vecteur représentant la tension à chaque noeud,

Y_{bus} est une matrice appelée matrice des admittances nodales.

Ces grandeurs sont toutes complexes.

Le but du calcul de répartition est de trouver les valeurs à affecter à I_{bus} et V_{bus} en fonction de paramètres imposés comme la consommation ou la production de puissance en certains noeuds.

B. Les équations du réseau électrique

1. Notations

Nous adoptons les notations suivantes :

- module de la tension : $|V|$
- angle de phase de la tension : θ
- matrice des admittances nodales : $Y_{bus} = G_{bus} + jB_{bus}$

avec :

G_{bus} : matrice des conductances

B_{bus} : matrice des susceptances

2. Types de noeuds de connexion du réseau

a) Noeud P-Q

Ces noeuds sont des noeuds de charge. Nous connaissons :

- la puissance active spécifiée P^{sp} ,
- la puissance réactive spécifiée Q^{sp} .

Le module $|V|$ et l'angle de phase θ de la tension sont inconnus.

b) Noeud P-V

Ces noeuds sont des noeuds de production. Sont connus :

- la puissance active spécifiée P^{sp} ,
- le module de la tension $|V|^{sp}$.

La puissance réactive Q et l'angle de phase θ de la tension sont inconnus.

c) Noeud bilan ou de référence

Ce noeud est aussi appelé noeud esclave ("slack bus" en anglais). Nous connaissons :

- le module de la tension $|V|^{sp}$,
- l'angle de phase de la tension θ^{sp} .

La puissance active P et la puissance réactive Q sont inconnues.

Ce noeud sert, en règle générale, de référence pour les modules et les angles de phase des tensions avec $|V| = 1$ et $\theta = 0$.

Les puissances active et réactive en ce noeud sont calculées à la fin du calcul de répartition afin de tenir compte des pertes intervenant sur le réseau. C'est pourquoi on dit que c'est un noeud à puissance infinie.

3. Présentation des équations du réseau électrique

a) Notation

Nous posons :

$$\theta_{pq} = \theta_p - \theta_q$$

Cette notation est motivée par le fait qu'elle permet de simplifier l'écriture des équations qui vont suivre.

b) Passage du courant aux puissances

Plutôt que d'utiliser l'équation entre courants et tensions (B.1), nous préférons employer une relation entre puissances et tensions en effectuant la transformation suivante. Pour un noeud p , nous avons :

$$I_p = \sum_{q=1}^N Y_{pq} \cdot V_q \quad (\text{B.2})$$

Or, la puissance apparente S_p s'écrit sous la forme :

$$S_p = P_p + jQ_p = V_p \cdot I_p^* = V_p \cdot \sum_{q=1}^N Y_{pq}^* \cdot V_p^* \quad (\text{B.3})$$

où X^* représente le complexe conjugué de X .

Nous pouvons en déduire les équations pour les différents types de noeuds du réseau en séparant les parties réelle et imaginaire. Ce qui donne :

$$P_p = |V_p| \cdot \sum_{q=1}^N (G_{pq} \cdot \cos\theta_{pq} + B_{pq} \cdot \sin\theta_{pq}) |V_q| \quad (B.4)$$

$$Q_p = |V_p| \cdot \sum_{q=1}^N (G_{pq} \cdot \sin\theta_{pq} - B_{pq} \cdot \cos\theta_{pq}) |V_q| \quad (B.5)$$

avec G_{pq} et B_{pq} définis dans la matrice des admittances nodales Y_{bus} : $Y_{pq} = G_{pq} + j.B_{pq}$.

c) Equations pour les noeuds de type P-Q et P-V

Pour ces noeuds, nous connaissons P^{sp} . Donc, pour un noeud p , nous essayerons de rendre nul l'écart entre la puissance active spécifiée et la puissance active calculée :

$$\Delta P_p = P_p^{sp} - P_p \quad (B.6)$$

$$\Delta P_p = P_p^{sp} - |V_p| \cdot \sum_{q=1}^N (G_{pq} \cdot \cos\theta_{pq} + B_{pq} \cdot \sin\theta_{pq}) |V_q| \quad (B.7)$$

d) Equations pour les noeuds de type P-Q

Pour ces noeuds, nous connaissons Q^{sp} . Donc, pour un noeud p , nous essayerons de rendre nul l' écart entre la puissance réactive spécifiée et la puissance réactive calculée :

$$\Delta Q_p = Q_p^{sp} - Q_p \quad (B.8)$$

$$\Delta Q_p = Q_p^{sp} - |V_p| \cdot \sum_{q=1}^N (G_{pq} \cdot \sin\theta_{pq} - B_{pq} \cdot \cos\theta_{pq}) |V_q| \quad (B.9)$$

C. Résolution des équations du réseau électrique

1. Introduction

Il faut trouver les valeurs de $|V|$ aux noeuds de type P-Q et de θ aux noeuds de type P-Q et P-V.

La valeur de Q aux noeuds de type P-V est calculée après convergence.

Les valeurs de P et Q du noeud bilan sont également calculées après convergence : elles prennent en compte les pertes du réseau.

Nous posons les inconnues du problème :

$$[X] = \begin{bmatrix} \theta \\ |V| \end{bmatrix} \quad (\text{B.10})$$

Nous avons :

$$F([X]) = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (\text{B.11})$$

et nous devons avoir :

$$F([X]) = [0] = 0 \quad (\text{B.12})$$

2. Rappel sur la méthode de Newton-Raphson scalaire

Pour toute fonction dérivable $f(x)$, nous pouvons écrire la formule de Taylor :

$$f(x) = f(x_0) + (x - x_0) \cdot f'(x_0) + \frac{1}{2}(x - x_0)^2 \cdot f''(x_0) + \dots \quad (\text{B.13})$$

En négligeant tous les termes d'ordre 2 et supérieurs, nous obtenons :

$$f(x) = f(x_0) + (x - x_0) \cdot f'(x_0) \quad (\text{B.14})$$

Si $f(x) = 0$, alors nous pouvons écrire :

$$x - x_0 = -\frac{f(x_0)}{f'(x_0)} \quad (\text{B.15})$$

d'où, en généralisant :

$$x^{k+1} = x^k - \frac{f(x_k)}{f'(x_k)} \quad (\text{B.16})$$

Cette méthode, dite de Newton-Raphson, converge d'autant plus vite que la valeur initiale de x_0 est proche de la valeur finale.

3. Application aux réseaux électriques

a) Méthode de Newton-Raphson

Appliquée à un réseau électrique sous sa forme vectorielle, la méthode de Newton-Raphson s'explique ainsi ([TIN-67]) :

$$F(X^k) + F'(X^k) \cdot (X^{k+1} - X^k) = 0 \quad (\text{B.17})$$

$$F(X^k) + F'(X^k) \cdot \Delta X^k = 0 \quad (\text{B.18})$$

$$F(X^k) = -F'(X^k) \cdot \Delta X^k \quad (\text{B.19})$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = -F' \left(\begin{bmatrix} \theta \\ |V| \end{bmatrix} \right) \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (\text{B.20})$$

On note J le Jacobien de F :

$$J^k = F'(X^k) \quad (\text{B.21})$$

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta P}{\partial |V|} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial |V|} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial |V|} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial |V|} \end{bmatrix} \quad (\text{B.22})$$

Les expressions du Jacobien sont :

$$\frac{\partial P_p}{\partial \theta_q} = |V_p| |V_q| (G_{pq} \cdot \sin \theta_{pq} - B_{pq} \cdot \cos \theta_{pq}) \quad (p \neq q) \quad (\text{B.23})$$

$$\frac{\partial P_p}{\partial \theta_p} = -(Q_p + B_{pp} |V_p|^2) \quad (\text{B.24})$$

$$\frac{\partial P_p}{\partial |V_q|} = |V_p| (G_{pq} \cdot \cos \theta_{pq} + B_{pq} \cdot \sin \theta_{pq}) \quad (p \neq q) \quad (\text{B.25})$$

$$\frac{\partial P_p}{\partial |V_p|} = \frac{P_p + G_{pp} |V_p|^2}{|V_p|} \quad (\text{B.26})$$

$$\frac{\partial Q_p}{\partial \theta_q} = -|V_p| |V_q| (G_{pq} \cdot \cos \theta_{pq} + B_{pq} \cdot \sin \theta_{pq}) \quad (p \neq q) \quad (\text{B.27})$$

$$\frac{\partial Q_p}{\partial \theta_p} = P_p - G_{pp} |V_p|^2 \quad (\text{B.28})$$

$$\frac{\partial Q_p}{\partial |V_q|} = |V_p| (G_{pq} \cdot \sin \theta_{pq} - B_{pq} \cdot \cos \theta_{pq}) \quad (p \neq q) \quad (\text{B.29})$$

$$\frac{\partial Q_p}{\partial |V_p|} = \frac{Q_p - B_{pp} |V_p|^2}{|V_p|} \quad (\text{B.30})$$

Au lieu de prendre $\Delta|V|$, on préfère choisir $\Delta|V|/|V|$ car cela permet d'avoir une certaine symétrie dans les expressions. A partir des formules (B.20), (B.21) et (B.22), nous avons :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = -J \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta|V| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial |V|} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial |V|} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta|V| \end{bmatrix} \quad (\text{B.31})$$

Puis, nous réécrivons le système sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \frac{\Delta|V|}{|V|} \end{bmatrix} \quad (\text{B.32})$$

avec :

$$[H] = \left[\frac{\partial P}{\partial \theta} \right] \quad (\text{B.33})$$

$$[N] = \left[|V| \frac{\partial P}{\partial |V|} \right] \quad (\text{B.34})$$

$$[M] = \left[\frac{\partial Q}{\partial \theta} \right] \quad (\text{B.35})$$

$$[L] = \left[|V| \frac{\partial Q}{\partial |V|} \right] \quad (\text{B.36})$$

Remarque :

Dans la littérature, nous trouvons également la notation suivante :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta|V| \end{bmatrix} \quad (\text{B.37})$$

avec les matrices :

$$[M] = \left[\frac{\partial P}{\partial |V|} \right] \quad (\text{B.38})$$

$$[L] = \left[\frac{\partial Q}{\partial |V|} \right] \quad (\text{B.39})$$

définies comme aux équations (B.25) et (B.26) pour $[M]$ et (B.29) et (B.30) pour $[L]$.

Les matrices $[H]$, $[N]$, $[M]$ et $[L]$ sont définies par :

$$H_{pq} = L_{pq} = |V_p| |V_q| (G_{pq} \cdot \sin \theta_{pq} - B_{pq} \cdot \cos \theta_{pq}) \quad p \neq q \quad (\text{B.40})$$

$$N_{pq} = -M_{pq} = |V_p| |V_q| (G_{pq} \cdot \cos \theta_{pq} - B_{pq} \cdot \sin \theta_{pq}) \quad p \neq q \quad (\text{B.41})$$

$$H_{pp} = -Q_p - B_{pp} |V_p|^2 \quad p = q \quad (\text{B.42})$$

$$L_{pp} = Q_p - B_{pp} |V_p|^2 \quad p = q \quad (\text{B.43})$$

$$N_{pp} = P_p + G_{pp} |V_p|^2 \quad p = q \quad (\text{B.44})$$

$$M_{pp} = P_p - G_{pp} |V_p|^2 \quad p = q \quad (\text{B.45})$$

L'équation (B.32) est résolue pour $\Delta\theta$ et $\Delta|V| / |V|$ avec, comme valeurs initiales, 0 pour θ et 1 pour $|V|$.

Les valeurs de θ et de $|V|$ sont corrigées selon :

$$\theta^{k+1} = \theta^k + \Delta\theta \quad (\text{B.46})$$

$$|V|^{k+1} = |V|^k + \Delta|V| \quad (\text{B.47})$$

Le Jacobien J ainsi que ΔP et ΔQ sont recalculés, puis le Jacobien est de nouveau inversé et le processus se poursuit avec la mise à jour de θ et $|V|$. Le critère d'arrêt repose sur les deux conditions :

$$\forall \Delta P_p, \quad \Delta P_p < \varepsilon^P \quad (\text{B.48})$$

$$\forall \Delta Q_p, \quad \Delta Q_p < \varepsilon^Q \quad (\text{B.49})$$

avec ε^P et ε^Q fixés par l'utilisateur.

Remarque :

Si au cours du calcul, nous avons pour un noeud P-V :

$$Q > Q^{max}$$

ou

$$Q < Q^{min}$$

il faut alors traiter ce noeud comme un noeud P-Q avec $Q^{sp} = Q^{max}$ ou Q^{min} .

b) Méthode découplée

Dans un réseau électrique, il y a un fort découplage entre P et V, d'une part, et Q et θ , d'autre part. D'où, P ne dépend que de θ et Q ne dépend que de V.

Remarque :

Pour disposer d'informations plus complètes à ce sujet, nous invitons le lecteur à se reporter à [LAG-87] (plus particulièrement au chapitre IV, pp 61-67) ou au paragraphe *Couplage P-θ et Q-V* de cette annexe pour des explications plus succinctes.

Donc, en négligeant les matrices $[N]$ et $[M]$ dans l'équation (B.32), on peut se ramener au système suivant [STO-72] :

$$[\Delta P] = [H][\Delta \theta] \quad (\text{B.50})$$

$$[\Delta Q] = [L] \left[\frac{\Delta |V|}{|V|} \right] \quad (\text{B.51})$$

avec les mêmes valeurs pour $[H]$ et pour $[L]$ que précédemment (équations (B.40), (B.42) et (B.43)).

Deux méthodes peuvent être employées pour résoudre le problème :

- 1) On résout pour $\Delta \theta$, on met à jour θ , on calcule $[L]$ puis on résout la deuxième équation pour $\Delta |V| / |V|$.
- 2) On résout pour $\Delta \theta$ et pour $\Delta |V| / |V|$ en même temps.

c) Méthode découplée rapide

Si le rapport X / R est très grand devant 1 (R est la partie réelle de l'impédance longitudinale d'une branche et X sa partie complexe), alors nous pouvons faire les approximations suivantes en négligeant les effets résistifs devant les effets capacitifs ([STO-74]) :

$$\cos \theta_{pq} \approx 1 \quad (\text{B.52})$$

$$G_{pq} \cdot \sin \theta_{pq} \ll B_{pq} \quad (\text{B.53})$$

$$Q_p \ll B_{pp} \cdot |V_p|^2 \quad (\text{B.54})$$

Nous obtenons le même système d'équations (B.50) et (B.51) mais avec :

$$H_{pq} = L_{pq} = -|V_p| \cdot |V_q| \cdot B_{pq} \quad (p \neq q) \quad (\text{B.55})$$

$$H_{pp} = L_{pp} = -|V_p|^2 \cdot B_{pp} \quad (\text{B.56})$$

ce qui donne :

$$[\Delta P] = [|V_p| |V_q| B'_{pq}] \cdot [\Delta \theta] \quad (\text{B.57})$$

$$[\Delta Q] = [|V_p| |V_q| B'_{pq}] \cdot \left[\frac{\Delta |V|}{|V|} \right] \quad (\text{B.58})$$

Si nous négligeons :

- dans $[B']$, les éléments du réseau qui agissent sur la partie réactive du réseau,
- toujours dans $[B']$, les résistances séries (modèle du courant continu),
- dans $[B'']$, les effets des décalages d'angle des *phase shifters*,

si nous divisons par $|V_p|$ dans les deux dernières équations (B.57) et (B.58) et si nous mettons $|V_q|$ à 1 dans la première des deux, alors nous aboutissons à :

$$\left[\frac{\Delta P}{|V|} \right] = [B'] \cdot [\Delta \theta] \quad (\text{B.59})$$

$$\left[\frac{\Delta Q}{|V|} \right] = [B''] \cdot [\Delta |V|] \quad (\text{B.60})$$

Nous pouvons remarquer que les deux matrices $[B']$ et $[B'']$ sont constantes. Elles ne sont donc calculées et inversées qu'une seule fois en début de processus.

Remarque :

La méthode décrite ci-dessus est appelée variante XB. Légèrement différente de cette dernière, une autre variante dite BX a été proposée plus tardivement par [AME-89]. Les résistances ne sont plus négligées dans la matrice $[B']$ mais le sont dans la matrice $[B'']$. Pour des cas normaux, le nombre d'itérations par rapport à la variante XB ne changera pas. Par contre, pour des réseaux comportant un certain nombre de lignes ayant un rapport X/R petit, le nombre d'itérations requis sera beaucoup moins important qu'avec la variante XB.

d) Intérêts des approximations

La méthode de Newton-Raphson en scalaire est donnée par la formule (B.16). Comme la valeur de la dérivée f' dépend de la variable x_k , il faut calculer f' à chaque itération. La pente s'adapte donc au cours du calcul jusqu'à atteindre 0 lorsque $f(x) = 0$. Ceci assure, généralement, une convergence en peu d'itérations et une absence d'oscillations aux abords de la solution. Par contre, cela nécessite le calcul de f' systématiquement.

Par contre, si nous prenons pour dérivée une valeur constante :

$$f'(x_k) = f'(x_0) \quad \forall x_k \quad (\text{B.61})$$

alors la solution sera atteinte avec une pente constante donc avec plus d'itérations que précédemment et avec des risques d'oscillations autour de la solution. Mais, la valeur de la dérivée n'aura été calculée qu'une seule fois.

Un compromis peut alors être réalisé : il suffit de conserver la dérivée constante mais uniquement pour quelques itérations. Au-delà d'un nombre fixé, la dérivée est évaluée de nouveau et le processus est réitéré.

D. Construction de la matrice Ybus

La construction de la matrice Y_{bus} se fait pas à pas par énumération de tous les éléments du réseau électrique. Nous donnons ci-dessous quelques formules pour calculer les termes de cette matrice pour des branches caractéristiques.

Nous supposons qu'au début du calcul, tous les termes de la matrice sont nuls.

Pour une branche k reliant le noeud i au noeud j , nous appelons : $Y_L(k)$ son admittance longitudinale et $Y_T(k)$ son admittance transversale.

Nous avons :

- pour une ligne ou un transformateur à rapport nominal :

$$Y_{ij} = Y_{ij} - Y_L(k) \quad (B.62)$$

$$Y_{ji} = Y_{ij} \quad (B.63)$$

$$Y_{ii} = Y_{ii} + Y_L(k) + \frac{1}{2} \cdot Y_T(k) \quad (B.64)$$

$$Y_{jj} = Y_{jj} + Y_L(k) + \frac{1}{2} \cdot Y_T(k) \quad (B.65)$$

- pour un transformateur dont le rapport n'est pas nominal et vaut a_k :

$$Y_{ij} = Y_{ij} - a_k \cdot Y_L(k) \quad (B.66)$$

$$Y_{ji} = Y_{ij} \quad (B.67)$$

$$Y_{ii} = Y_{ii} + Y_L(k) + a_k^2 \cdot Y_T(k) \quad (B.68)$$

$$Y_{jj} = Y_{jj} + Y_L(k) \quad (B.69)$$

- pour une impédance entre terre et neutre :

$$Y_{ii} = Y_{ii} + Y_L(k) \quad (B.70)$$

II. MATRICE DES SENSIBILITES ET VARIATIONS MAXIMALES DE TRANSITS ACTIFS

A. Objectifs de l'analyse de sécurité N avec l'utilisation de la matrice des sensibilités

Nous rappelons que l'analyse de sécurité N consiste, dans notre étude, à vérifier les valeurs des transits actifs dans les lignes du réseau électrique. Elle peut être réalisée soit en lançant un calcul de répartition de charges soit en utilisant une approximation qui permet d'évaluer les transits actifs.

La deuxième partie de l'alternative est intéressante car elle permet un gain de temps par rapport à un calcul exact. C'est pourquoi nous avons décidé de la mettre en oeuvre. Pour cela, nous avons besoin de la matrice des sensibilités $[S]$ reliant les variations de puissances actives aux variations de transits actifs, d'une part, et, d'autre part, des variations maximales de transits actifs.

B. Evaluation de la matrice des sensibilités

1. Introduction

Pour construire la matrice des sensibilités $[S]$, il faut trouver une relation entre les variations de puissances actives et les variations de transits actifs dans les branches du réseau.

Moyennant les hypothèses suivantes :

- l'effet résistif des lignes est négligeable devant l'effet capacitif,
- les tensions complexes sont voisines en modules et en arguments,

nous savons que le transit actif PT_l dans la branche l peut s'exprimer ainsi à partir de l'équation (B.83) :

$$PT_l = \frac{V^2}{X_l} \cdot \sin \Theta_l \approx \frac{V^2}{X_l} \cdot \Theta_l \quad (\text{B.84})$$

avec :

- V : Module de la tension aux extrémités de la ligne (supposé constant)
- X_l : Réactance de la ligne
- Θ_l : Différence des arguments des tensions aux extrémités de la ligne

Si nous différencions l'équation (B.84), nous obtenons la variation de transit actif ΔPT_l dans la branche l :

$$\Delta PT_l = \frac{V^2}{X_l} \cdot \Delta \Theta_l \quad (\text{B.85})$$

soit, en faisant intervenir les variations des arguments des tensions $\Delta\theta_i$ et $\Delta\theta_j$ aux extrémités i et j de la ligne l :

$$\Delta PT_l = \frac{V^2}{X_l} \cdot (\Delta\theta_i - \Delta\theta_j) \quad (\text{B.86})$$

2. Approximation avec Jacobien complet

a) Formulation

Lorsqu'un calcul de répartition de charges est mené avec le Jacobien complet, nous utilisons l'équation vectorielle (B.37). Nous pouvons trouver une relation entre les variations de puissances actives ΔPI et les variations des arguments des tensions aux noeuds $\Delta\theta$ en supposant que les puissances réactives restent constantes :

$$\left[\frac{\partial \Delta\theta}{\partial \Delta PI} \right] = \left[[H] - [N] \cdot [L]^{-1} \cdot [M] \right]^{-1} \quad (\text{B.87})$$

En utilisant les équations (B.86) et (B.87), nous avons une relation entre les variations de transits actifs dans les branches du réseau et les variations de puissances actives aux noeuds :

$$[\Delta PT] = [A] \cdot \left[[H] - [N] \cdot [L]^{-1} \cdot [M] \right]^{-1} \cdot [\Delta PI] \quad (\text{B.88})$$

avec la matrice $[A]$ définie par :

$$[A] : A_{ij} = \begin{cases} \frac{V^2}{X_l} & \text{si } l \text{ relie } i \text{ à } j \\ -\frac{V^2}{X_l} & \text{si } l \text{ relie } j \text{ à } i \\ 0 & \text{si } i \text{ et } j \text{ ne sont pas reliés} \end{cases} \quad (\text{B.89})$$

La matrice des sensibilités $[S]$ est donnée par la formule :

$$[S] = [A] \cdot \left[[H] - [N] \cdot [L]^{-1} \cdot [M] \right]^{-1} \quad (\text{B.90})$$

b) Remarque sur le calcul de la matrice des sensibilités $[S]$

Le Jacobien est une matrice très creuse car plus de 95 % de ses termes sont nuls. Par contre, son inverse est plein. L'évaluation de l'équation (B.87) nécessitera beaucoup de calculs malgré

l'emploi de techniques relatives aux matrices creuses. [PRE-92] propose une astuce qui permet de calculer plus rapidement et plus précisément une partie de cette équation.

La décomposition dite LU d'une matrice (creuse) sous la forme d'un produit de deux matrices triangulaires, l'une inférieure notée $[L]$ (à ne pas confondre avec la matrice du Jacobien), l'autre supérieure notée $[U]$, est facile à réaliser [PRE-92].

Ensuite, nous pouvons utiliser la décomposition LU d'une matrice $[A]$ pour résoudre en $[x]$ le système suivant :

$$[A] \cdot [x] = [b] \quad (\text{B.91})$$

Cette résolution se fait en deux temps. Premièrement, nous résolvons l'équation suivante en $[y]$ par substitution en avant :

$$[L] \cdot [y] = [b] \quad (\text{B.92})$$

Puis, nous trouvons la valeur de $[x]$ par substitution arrière dans cette équation :

$$[U] \cdot [x] = [y] \quad (\text{B.93})$$

Nous pouvons appliquer la décomposition LU à la matrice $[L]$ du Jacobien. Le produit $[L]^{-1}[M]$ peut alors se résoudre par l'utilisation répétée des formules (B.91) à (B.93) dans lesquelles :

- la matrice $[A]$ est remplacée par la matrice $[L]$ du Jacobien,
- le vecteur $[b]$ prend successivement la valeur des colonnes de la matrice $[M]$.
- le vecteur solution $[x]$ correspond à la colonne correspondante du produit $[L]^{-1}[M]$.

Le résultat est obtenu avec plus de précision et plus rapidement que si nous devions inverser la matrice $[L]$ puis réaliser le produit avec la matrice $[M]$.

3. Approximation avec Jacobien découplé

L'utilisation de la méthode de Newton-Raphson découplée dans le calcul de répartition de charges permet de ne prendre en compte ni le couplage entre les puissances actives et les modules des tensions ni celui entre les puissances réactives et les arguments des tensions. D'où, à partir de l'équation (B.50), la simplification des formules (B.87), (B.88) et (B.90) :

$$\left[\frac{\partial \Delta \theta}{\partial \Delta PI} \right] = [H]^{-1} \quad (B.94)$$

$$[\Delta PT] = [A] \cdot [H]^{-1} \cdot [\Delta PI] \quad (B.95)$$

$$[S] = [A] \cdot [H]^{-1} \quad (B.96)$$

la matrice $[A]$ étant toujours définie par (B.89).

4. Comparaison

Les résultats que nous avons pu obtenir sur différents réseaux à notre disposition montrent des écarts peu importants sur les coefficients des matrices $[S]$. En moyenne, ces écarts s'élèvent à moins de 10 %.

Concernant l'approximation des transits actifs, les résultats sont également satisfaisants. Concernant l'estimation des transits actifs, nous avons constaté une légère surévaluation des valeurs. Celles-ci restent néanmoins dans des limites raisonnables pour la majeure partie des lignes. Il est délicat d'avancer des chiffres car ils dépendent de plusieurs paramètres dont l'état de charge du réseau et l'amplitude des variations de puissances actives.

En effet, l'utilisation de la matrice $[S]$ revient à linéariser le réseau électrique autour de son point de fonctionnement. Si le réseau est peu chargé, nous sommes dans une zone effectivement linéaire : l'approximation par $[S]$ sera correcte. Par contre, si le réseau devient chargé, alors nous allons quitter la zone de fonctionnement linéaire : les erreurs liées à l'emploi de $[S]$ vont s'accroître.

D'autre part, si les variations de puissances actives sont importantes alors, localement, nous nous éloignerons également du domaine de fonctionnement linéaire ce qui entraînera des erreurs sur les approximations des transits actifs.

5. Conclusion

Nous avons maintenant une relation entre les variations de puissances actives et celles de transits actifs. Celle-ci nous permet d'estimer les transits actifs après modification des injections actives aux noeuds du réseau à partir des valeurs de ces transits avant modification :

$$[PT^{après}] = [PT^{avant}] + [\Delta PT] \quad (B.97)$$

$$[PT^{après}] = [PT^{avant}] + [S] \cdot [\Delta PI]$$

Il nous reste à vérifier que ces nouvelles valeurs restent à l'intérieur des limites tolérées.

C. Evaluation des variations maximales de transits actifs

1. Introduction

Nous souhaitons que la solution au problème de la MRT n'induisse pas de surcharge dans les lignes du réseau électrique. Donc, la valeur absolue du transit actif dans chaque branche doit rester en-deçà de sa limite maximale admissible. Or, pour une ligne donnée, nous connaissons le courant maximal admissible ou le transit apparent maximal. Dans les deux cas, il s'agit de valeurs complexes. Nous sommes capables d'évaluer les transits actifs par l'équation (B.97). Par contre, pour des raisons évidentes de temps de calcul, nous ne voulons pas estimer les transits réactifs (il serait préférable, dans ce cas, d'utiliser directement un calcul complet de répartition de charge). Il faut donc réaliser des hypothèses nous permettant de nous affranchir de la partie réactive des transits.

Dans tous les cas, nous supposerons qu'aucune ligne n'est en surcharge avant le changement dans les puissances actives.

2. Approximation à $\cos \phi$ constant

La première hypothèse que nous pouvons effectuer est la suivante : les variations de transits actif et réactif se font dans les mêmes proportions.

$$\frac{T^{av}}{Q^{av}} = \frac{T^{ap}}{Q^{ap}} \quad (\text{B.98})$$

où T^{av} et Q^{av} représentent les transits actif et réactif avant modification et T^{ap} et Q^{ap} ceux après modification.

Cela nous amène à travailler à $\cos \phi$ constant. Nous pouvons alors exprimer la valeur maximale T^{max} du transit actif dans une ligne particulière par :

$$T^{av} = \cos \phi \cdot S^{av} \quad (\text{B.99})$$

$$T^{max} = \cos \phi \cdot S^{max} = \frac{T^{av}}{S^{av}} \cdot S^{max} \quad (\text{B.100})$$

S^{av} et S^{max} sont les transits apparents respectivement avant modification et maximaux.

Donc, la limitation sur la variation de transit actif dans la ligne l à $\cos \phi$ constant est la suivante :

$$-T_l^{max} - T_l^{av} \leq \Delta T_l = \sum_i S_{li} \cdot \Delta P I_i \leq T_l^{max} - T_l^{av} \quad (\text{B.101})$$

3. Approximation à transits réactifs constants

Une deuxième hypothèse consiste à travailler à transits réactifs constants avant et après modification. Nous pouvons calculer la nouvelle valeur du transit apparent dans une branche l du réseau :

$$\begin{aligned} S_l^{ap} &= \sqrt{(T_l^{av} + \Delta T_l)^2 + Q_l^{av}} \\ S_l^{ap} &= \sqrt{\left(T_l^{av} + \sum_i S_{li} \cdot \Delta PI_i\right)^2 + Q_l^{av}} \end{aligned} \quad (B.102)$$

Cette valeur doit respecter l'inégalité :

$$0 \leq S_l^{ap} \leq S_l^{\max} \quad (B.103)$$

soit

$$-(S_l^{av})^2 \leq (\Delta T_l)^2 + 2 \cdot T_l \cdot \Delta T_l \leq (S_l^{\max})^2 - (S_l^{av})^2 \quad (B.104)$$

En supposant que le transit actif dans la ligne l n'est pas nul avant la modification, alors nous pouvons démontrer que l'inégalité (B.104) est vraie si ΔT_l vérifie :

$$-\left(\sqrt{(S_l^{\max})^2 - (Q_l^{av})^2} + T_l^{av}\right) \leq \Delta T_l = \sum_i S_{li} \cdot \Delta PI_i \leq \sqrt{(S_l^{\max})^2 - (Q_l^{av})^2} - T_l^{av} \quad (B.105)$$

4. Comparaison

L'écart entre les deux approximations suit la formule :

$$\varepsilon = (Q_l^{av})^2 \cdot \left[1 - \left(\frac{S_l^{\max}}{S_l^{av}}\right)^2\right] \quad (B.106)$$

Cet écart sera faible si le transit apparent est élevé (proche de sa valeur maximale) ou si le transit réactif est faible (voisin de 0). Sur quelques jeux de données, cet écart est inférieur à 10 % pour l'ensemble des lignes en service.

Au niveau des détections de contraintes, nous avons constaté que les surcharges étaient correctement détectées par les deux méthodes. Par contre, il s'est avéré que l'hypothèse à $\cos \phi$ constant engendrait plus de fausses alertes notamment pour les lignes :

- peu chargées en transit apparent,
- dont la valeur de transit actif était faible devant celle du transit réactif.

Nous conseillons d'utiliser de préférence l'hypothèse à transits réactifs constants.

ANNEXE C

Auprès de mon arbre, je vivais heureux.

G. Brassens

O temps, suspends ton vol.

A. de Lamartine

I. STRUCTURE DETAILLEE DE L'ALGORITHME DE BASE

A. Signification des variables

- Arrêt : vaut OUI si l'algorithme est terminé.
 - CombinaisonSuivante : vaut OUI s'il faut envisagé la combinaison suivante d'unités.
 - N : nombre d'unités mobilisées par la combinaison courante d'unités.
 - d_j^{\max} : date à partir de laquelle la nouvelle trajectoire de l'unité j diffère de l'ancienne.
 - t_j^{\max} : plus grande date pour laquelle il y a eu une modification de la trajectoire de l'unité j .
 - $PF_j(t)$: Point de fonctionnement courant de l'unité j à l'instant t .
- L'instant 0 correspond à la date de début de l'aléa.

B. Détail de l'algorithme

Prendre la première combinaison entre unités

Arrêt = NON

TANT QUE (Arrêt = NON) **FAIRE**

Le critère courant est le premier de la liste

CombinaisonSuivante = NON

POUR $j = 1$ à $N + 1$ **FAIRE**

$d_j^{\max} = 0, t_j^{\max} = 0$

FIN POUR j

TANT QUE (CombinaisonSuivante = NON) **FAIRE**

t = Instant pour lequel le critère courant doit être vérifié

POUR $j = 1$ à N **FAIRE**

POUR $d = d_j^{\max} + 1$ **A** t

SI ($PF_j(t)$ n'est pas défini) **ALORS** Définir $PF_j(t)$

FIN POUR d

$d_j^{\max} = t$

FIN POUR j

CombinaisonSuivante = OUI

$t_{N+1}^{\max} = t$

SI (la combinaison de trajectoires ne respecte pas le critère courant) **ALORS**

Sauver cette solution imparfaite si nécessaire

POUR $j = N$ à 1 **FAIRE**

Passer au point de fonctionnement suivant à l'instant $t_j + 1^{\max}$ (la nouvelle trajectoire est différente de l'ancienne à partir de l'instant d_{change})

SI ($t_j + 1^{\max} > t_j^{\max}$) **ALORS** $t_j^{\max} = t_j + 1^{\max}$
 $d_j^{\max} = d_{\text{change}}$

SI (La fin du graphe de fonctionnement de l'unité j n'a pas été rencontrée) **ALORS**

CombinaisonSuivante = NON

SI ($j = N$) **ALORS**

Le critère courant devient le premier critère de la liste pour lequel l'instant de vérification est supérieur ou égal à d_{change}

SINON

POUR $k = j + 1$ à N

$PF_k(d) = 0$ pour tout d

$d_k^{max} = 0, t_k^{max} = 0$

FIN POUR k

Le critère courant est le premier de la liste

FIN SI

FIN SI

FIN POUR j

SINON

SI (le critère courant n'est pas le dernier) **ALORS**

Le critère courant est le suivant de la liste

CombinaisonSuivante = NON

SINON

EXIT (solution effective trouvée)

FIN SI

FIN SI

FIN TANT QUE

SI (il existe une combinaison d'unités non testée) **ALORS**

Passage à la combinaison suivante d'unités

SINON

Arrêt = OUI

FIN SI

FIN TANT QUE

EXIT (pas de solution effective)

Résumé

L'objectif de ce travail est, d'une part, de définir une méthode de résolution pour le problème de la Mobilisation de la Réserve Tertiaire (MRT) en tenant compte des contraintes de transits actifs du réseau de transport Très Haute Tension à Electricité de France et, d'autre part, de développer une maquette informatique capable de tester cette méthode de résolution. Actuellement, l'action de MRT est déclenchée lorsque un déséquilibre sérieux (on parle "d'aléa") entre les niveaux de production et de consommation survient et que les réglages automatiques (dits primaire et secondaire) atteignent leurs limites ; l'opérateur est alors contraint d'intervenir "manuellement" sur les consignes des groupes de production pour restaurer les marges de sécurité du système électrique.

L'approche que nous proposons, fondée sur un algorithme d'exploration de l'espace des solutions techniquement réalisables, permet de toujours obtenir une solution, éventuellement partielle faute de mieux. Complétée progressivement par des heuristiques, l'exploration est guidée par une liste, ordonnée, d'unités thermiques et hydrauliques mobilisables et par une liste, également classée, de critères que la solution recherchée doit s'efforcer de vérifier au maximum. Ces deux listes sont établies par l'opérateur en fonction de son intuition et de sa connaissance du système électrique.

La conception de l'outil proposé repose sur la programmation orientée objet (C++). Entièrement paramétrable par l'opérateur, la plate-forme réalisée utilise les structures de données d'EDF et comporte de nombreuses interfaces avec des logiciels existants.

De ce travail, nous retenons que notre outil pourrait être prochainement intégré dans une plate-forme informatique d'EDF et devenir un élément de base réutilisable et extensible pour de futures études.

Mots-clés : réseau électrique, ajustement de programmes de production journaliers, optimisation, analyse de sécurité, programmation orientée objet.

Abstract

The aim of this work is to draw up a short-term rescheduling taking into account power flow constraints in electrical network at Electricité de France. Automatic control loops such as LFC and AGC systems have limited action ranges. So, the operator has to restore quickly safety margins by acting on generation plannings thanks to his own technical skill.

We propose a general algorithm based on the exploration of technically feasible solution graph. The solving process uses heuristics and is controlled by two lists. Arranged in ascending priority order, these lists are defined by the operator according to his intuition and his electrical system knowledge. The first one contains the thermal and hydroelectric power plants which are able to be involved. The other one includes the criterions that the solution will have to verify with a maximum efficiency. As a result, we always have an effective or partial solution.

The study prototype uses object-oriented programming (C++). It is connected with some EDF programs and shares same datas structures. The operator can act on several parameters in order to control the prototype.

Finally, our mock-up could be shortly combined with operationnal EDF systems. Moreover, it could become a reusable and extensible base for further studies.

Keywords : power system operation, very short-term rescheduling, optimization, security analysis, object-oriented programming.